RAPPORT D'ETUDE GLOBALE

Etude d'opportunité pour la création d'une station de recharge multi énergies pour véhicules GNV et hydrogène

Marché N°2021-14/ENV

A l'attention de la Communauté de Communes Pays du Mont-Blanc

Pays du Mont-Blanc
communauté de communes

Proposé par

EnerKa
- Expertise hydrogène -

akajoule

Table des matières

1. Glossaire 4

2. Etat des lieux 5

2.1. Potentiel de production d'électricité, d'hydrogène et de GNC par énergies renouvelables .. 5

2.1.1. Production d'électricité actuelle par énergies renouvelables 5

2.1.2. Potentiel de production d'hydrogène 6

2.1.3. Potentiel solaire 6

2.1.4. Potentiel éolien 7

2.1.5. Potentiel bois 7

2.1.6. Potentiel hydroélectrique 8

2.1.7. Potentiel de production de GNC par méthanisation 9

2.1.8. Consommation énergétique actuelle du territoire 11

2.2. Analyse comparative de projets similaires 12

2.2.1. Les quais de l'énergie – Multi énergies 12

2.2.2. Station de Pau - FEBUS 13

2.2.3. Station de Saint Pierre en Faucigny – GNC 15

2.2.4. Barrage hydroélectrique de Gösgen 16

2.2.5. Les facteurs clés de succès 17

2.3. Identifications foncières 18

3. Phase 2 : Etude de potentiel de consommation de GNC et d'hydrogène sur la CCPMB 21

3.1. Cartographie des acteurs 21

3.2. Synthèse des entretiens 23

3.3. Audit de flotte de la Communauté de Communes Pays du Mont-Blanc 24

3.3.1. Etat des lieux de la flotte de la CCPMB 24

3.3.2. Coût total de possession 25

3.3.3. Analyse comparative des impacts environnementaux 30

3.4. Synthèse du potentiel de consommation 33

3.4.1. Identification du marché potentiel pour le GNC 33

3.4.2. Identification du marché potentiel pour l'hydrogène 34

3.4.3. Présentation des scénarii 35

4. Phase 3 : Etude de dimensionnement technico-économique des scénarii 38

4.1. Hypothèses et méthodologie 38

4.1.1. Hypothèse et méthodologies générales communes 38

4.1.2. GNC : hypothèse et méthodologie 39

4.1.3. Hydrogène : hypothèse et méthodologie 42
4.2. Scénario 1 – Une station multi-énergies de forte capacité 44
4.2.1. Dimensionnement GNC 44
4.2.2. Dimensionnement hydrogène 49
4.2.3. Synthèse du scénario 1 55
4.3. Scénario 2 – Une station GNC avec un module hydrogène 56
4.3.1. Dimensionnement GNC 56
4.3.2. Dimensionnement hydrogène 56
4.3.3. Synthèse du scénario 2 60
4.4. Scénario 3 – Une station GNC exclusive 61
4.4.1. Dimensionnement GNC 61
4.4.2. Synthèse du scénario 3 66
4.5. Synthèse des scénarii 68
4.6. Modalités de portage 70
4.6.1. Projet sans implication de la collectivité dans le financement et la gestion du projet. 70
4.6.2. Projet avec implication de la collectivité en gestion directe ou indirecte 70
5. Conclusion et recommandations du groupement 74
6. Annexes 76
6.1. Plan de renouvellement de véhicules GNC pour les scénarii 1, 2 et 3. 76
6.2. Alternative pour la composante hydrogène – la solution locative 76
6.3. Trame des entretiens 78

1. Glossaire

AAP : Appel A Projet

BOM : Benne à ordures ménagères

DREAL : Direction Régionale de l'Environnement, de l'Aménagement et du Territoire

LCOH : Levelized Cost Of Hydrogen (Coût de revient moyen de l'hydrogène)

ICPE : Installation Classée pour la Protection de l'Environnement

PL : Poids lourd

TCO : Total Cost of Ownership (Coûts totaux de possession)

TRI : Taux de rentabilité interne

TRB : Temps de retour brut

VAN : Valeur Actuelle Nette

VL : Véhicule léger

VUL : Véhicule utilitaire léger

VU : Véhicule utilitaire

2. Etat des lieux

2.1. Potentiel de production d'électricité, d'hydrogène et de GNC par énergies renouvelables

2.1.1. Production d'électricité actuelle par énergies renouvelables

L'agence régionale Auvergne-Rhône-Alpes Energie Environnement (AURA-EE) réalise, avec le soutien de l'ADEME, des études permettant de dresser un état des lieux sur les consommations actuelles énergétiques et la répartition de la production d'énergie à différentes mailles. En complément, une méthodologie a été mise en place pour estimer le potentiel de production d'énergie à l'aide des énergies renouvelables.

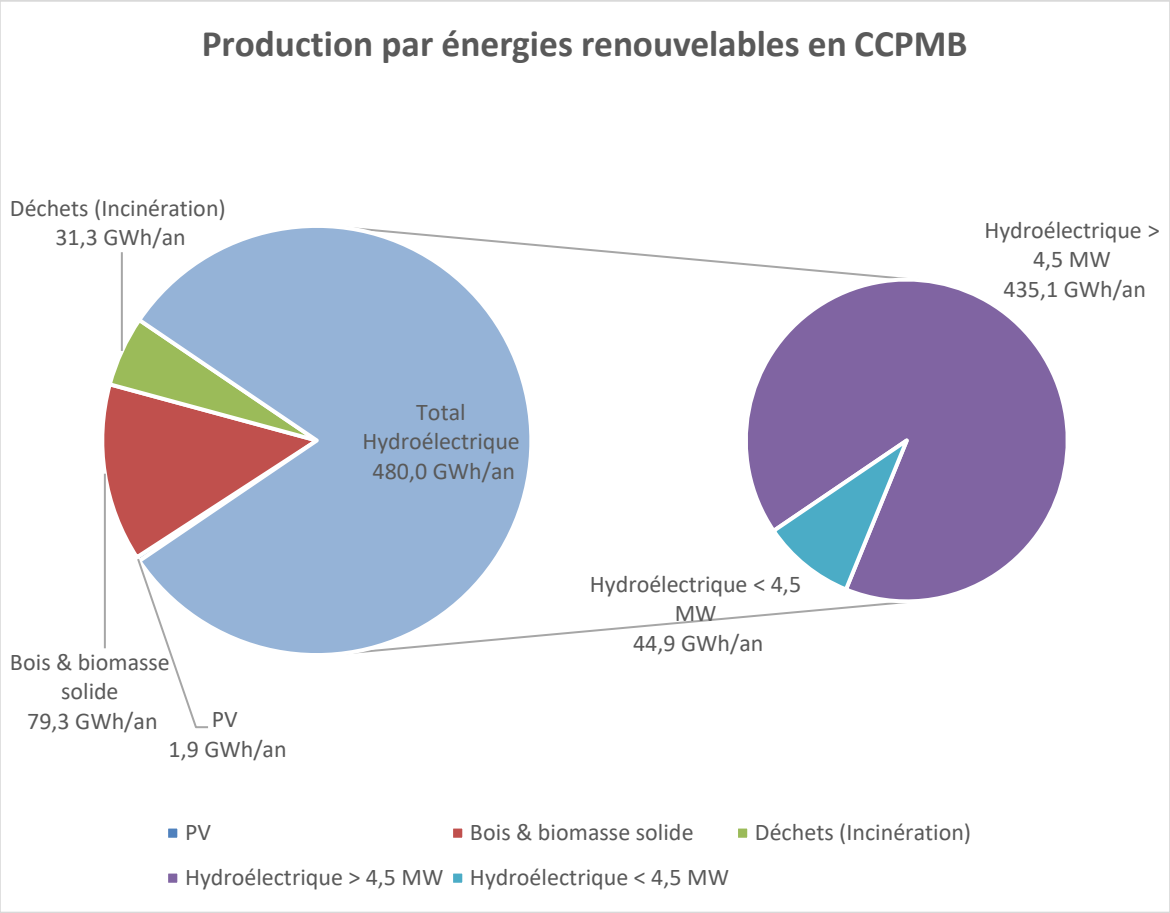


Figure 1 production d'électricité par énergies renouvelable sur la CC Pays de Mont-Blanc – source : AURA EE

En 2020, la production annuelle d'électricité sur le territoire de la Communauté de Communes Pays de Mont-Blanc (CCPMB) était de 618 GWh avec 75% par l'hydroélectricité. En attribuant 10% de la production électrique pour la production d'hydrogène, nous pourrions produire plus d'une tonne d'hydrogène par an[1]. A elle seule, un dixième de l'hydroélectricité pourrait assurer la production de **857 tonnes** par an. EDF a en charge l'exploitation de 76 centrales hydroélectriques et 26 grands

[1] Consommation spécifique retenue : 56 kWh/kgH2 produit pour un électrolyseur McPhy – 1 MW

barrages au cœur des vallées de Savoie et de Haute-Savoie. Ils permettent de produire chaque année deux fois la consommation électrique résidentielle des Pays de Savoie.

La production journalière des installations hydroélectriques exploitées par EDF sur la Vallée de l'Arve s'élève à 3,4 GWh[2] au 21 juillet 2022 soit l'équivalent de la consommation domestique de 484 000 habitants.

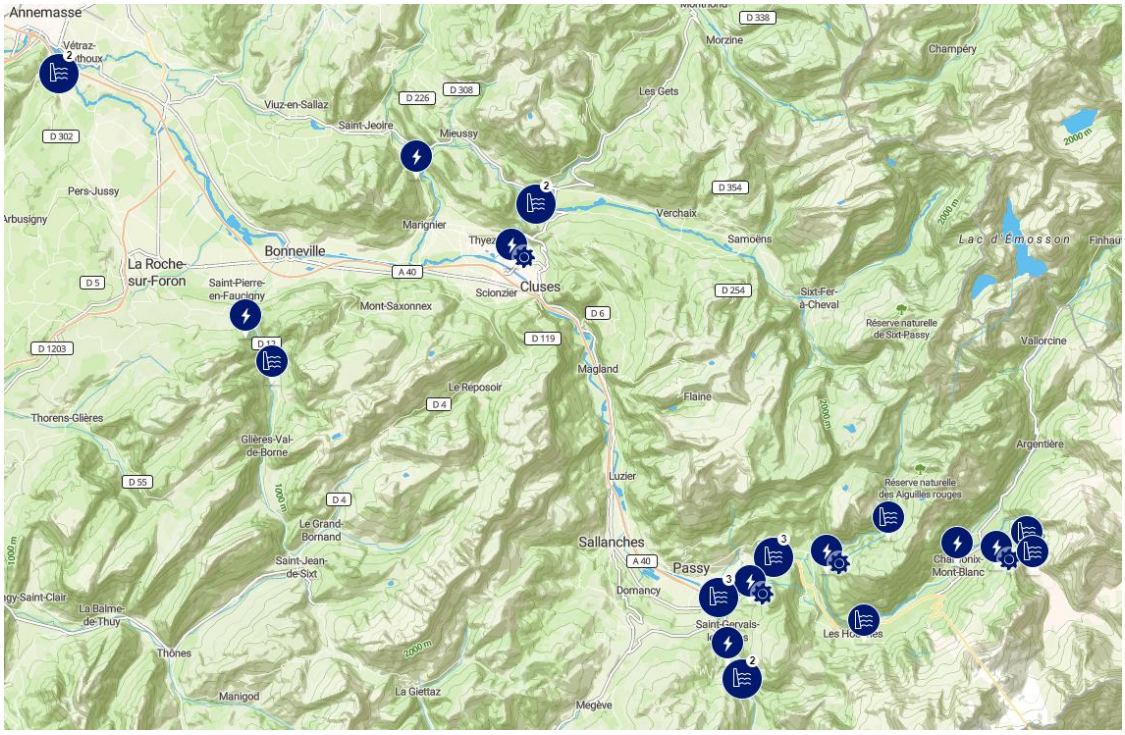


Figure 2 Installations hydroélectriques exploitées sur la Vallée d'Arve (Source : EDF Hydro - Savoie)

En attribuant 10% de la production par biomasse (84,4 GWh), le potentiel de production serait **151 tonnes** d'hydrogène par an.

2.1.2. Potentiel de production d'hydrogène

Il s'agit ici de potentiel de production ce qui implique que le territoire dispose de ressources et/ou surfaces suffisantes pour atteindre les productibles présentés ci-dessous mais ne disposent pas encore des infrastructures nécessaires. Pour rester réaliste, un pourcentage du productible sera attribué pour la production d'hydrogène. Celui-ci sera de 10% mais pourra être modifié selon les stratégies souhaitées.

2.1.3. Potentiel solaire

Dans cette partie, nous nous sommes concentrés sur le potentiel de production d'électricité en fonction des surfaces exploitables et de l'ensoleillement du territoire. Il a été estimé un potentiel de

[2] Source EDF : https://mariviereetmoi.edf.fr/#/map?installation=true

production par panneaux photovoltaïques de 281 GWh/an sur le territoire de CC Pays du Mont-Blanc, équivalent à **502 tonnes** d'hydrogène par an en considérant une attribution à 10% de la production.

Pour obtenir ce potentiel, seuls les bâtiments d'une surface de plus de 50 m² ainsi que les parking ont été retenus. Les zones potentielles telles que les champs n'ont pas été intégrées. Plus d'information sur la méthodologie sur ce lien.

2.1.4. Potentiel éolien

Le potentiel de production d'électricité en fonction des surfaces exploitables de l'éolien sur le territoire n'est pas négligeable avec 768 ha de surface exploitable sans contraintes (patrimoine culturel & historique, naturel, servitudes & contraintes aériennes, plus d'information ici) , ce qui représente 30,7 GWh/an, équivalent à **55 tonnes** d'hydrogène à une attribution de 10%. Au niveau départemental, la Haute-Savoie possède un potentiel d'implantation de 20 000 ha, équivalent à 800 GWh/an pouvant assurer une production de 1 428 tonnes par an. Même en l'absence d'éolien sur le territoire, on estime un potentiel de production considérable d'hydrogène. Néanmoins, la politique locale n'envisage pas d'exploiter le potentiel éolien pour la production d'énergie.

2.1.5. Potentiel bois

Le potentiel bois a été estimé à partir des surfaces exploitables des forêts sur le territoire de CCPMB, il est de l'ordre de 10 950 ha. En prenant l'hypothèse d'un volume de bois de l'ordre de 160 m^3/ha, le potentiel serait de l'ordre de 5 256 000 MAP (Mètre Cube Apparent)[3], ce qui correspond à environ 1 314 000 tonnes de bois[4]. En réalité, tout ce volume de bois ne sera pas forcément voué à un usage de bois combustible (contraintes économiques et foncières, essences présentes, …). Dans son travail de déclinaison des objectifs EnR du SRADDET, TEARA[5] a adopté une approche estimant que seule la production biologique annuelle de ces surfaces de forêt peut être exploitée de façon à ne pas entrainer de déforestation. Les hypothèses suivantes avaient alors été considérées (et avaient été validées par FIBOIS42[6]) :

- Production biologique d'une forêt : 9 m^3/ha/an
- Part pour le bois d'œuvre : 30%
- Part pour le bois de chauffage : 70%

A l'aide de ce jeu de données, nous obtenons un potentiel exploitable de 69 000 m^3 de bois soit **51 750 tonnes** de bois (207 000 MAP). Sachant que le procédé de thermolyse proposé par HAFFNER ENERGY nécessite 30 kg de bois pour produire 1 kg d'hydrogène, il serait possible de produire environ 1 725 tonnes d'hydrogène par an ou **172,5 tonnes** d'hydrogène en attribuant seulement 10% du potentiel bois.

Au niveau de la Haute-Savoie, avec une surface exploitable de bois de l'ordre de 146 900 ha, il serait possible de produire 23 100 tonnes d'hydrogène par an.

---

[3] 1m^3 = 3 MAP
[4] 1 MAP = 250 kg de bois à 30% d'humidité
[5] Territoire d'Energie Auvergne Rhône Alpes – Association de 13 syndicats d'énergie en Région AURA.
[6] FIBOIS42 : Interprofession de la filière bois de la Loire

Une autre étude réalisée en 2012 sur la possibilité d'une filière bois-énergie, indique un potentiel exploitable de l'ordre de 2 894 tonnes de bois/an ce qui équivaut à une production 96 tonnes d'hydrogène par an. Un écart important réside entre ces deux études pouvant être en partie expliqué par le fait que la première intègre l'ensemble des essences de bois sur le territoire. Ce potentiel est donc à nuancer mais l'exploitation de bois pour la production d'hydrogène par thermolyse n'est pas envisagée par la CCPMB.

2.1.6. Potentiel hydroélectrique

En 2011, l'Union Française de l'Electricité a réalisé une étude sur le potentiel de développement de l'hydroélectricité en France. Cette étude a permis d'identifier un potentiel hydroélectrique de 628 GWh/an sur le département de la Haute-Savoie avec environ 20% sur le territoire de la CCPMB soit 126 GWh/an. Ce potentiel est réparti entre :

- La création de nouveaux ouvrages : 623,3 GWh/an.
- La valorisation ou l'équipement de seuils existants : 4,8 GWh/an.

En réalité, 64% du potentiel hydroélectrique est impacté par le classement des cours d'eau d'après la loi sur l'eau et les milieux aquatiques (LEMA). En conséquence, sur les 126 GWh de potentiel identifiés, seuls **45 GWh** restent disponibles pour développer la filière. La production d'hydrogène pourrait alors atteindre **80 tonnes** par an avec 10% d'attribution.

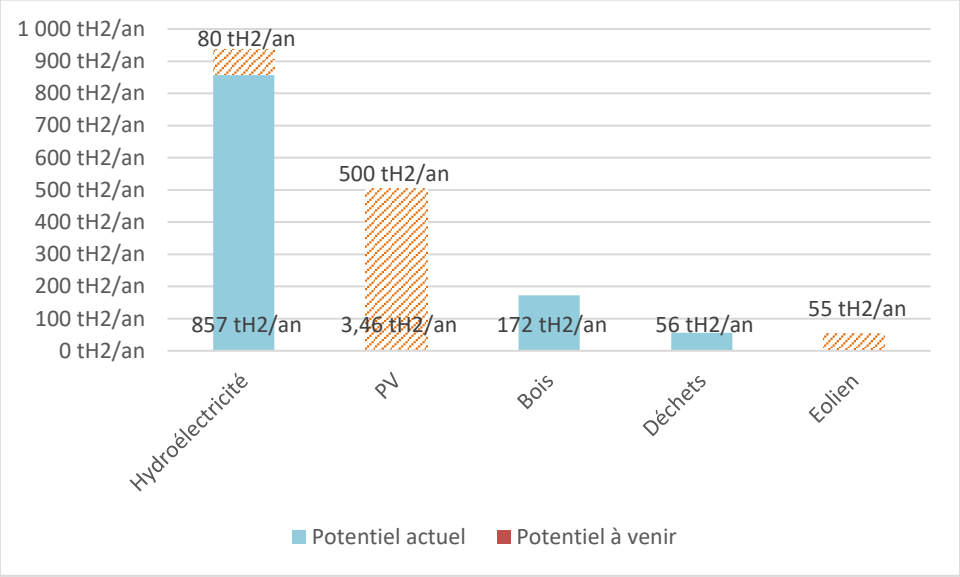


Figure 3 Synthèse du potentiel de production d'hydrogène actuel et à venir

Le graphique ci-dessus indique qu'il existe un potentiel de production relativement important selon les stratégies de répartition de l'électricité adoptées. Généralement, la production d'hydrogène se fait à partir d'électricité issue du réseau avec des garanties d'origines pour attester qu'il s'agit d'électricité verte. Le raccordement direct au site de production n'est de ce fait pas nécessaire et souvent plus complexe en terme d'infrastructure. Il faut alors réfléchir par équivalence : une production d'une valeur de MWh d'électricité renouvelable sur le territoire de la CCPMB pourra être utilisée pour la production d'hydrogène à un autre endroit du territoire à l'aide des garanties d'origines.

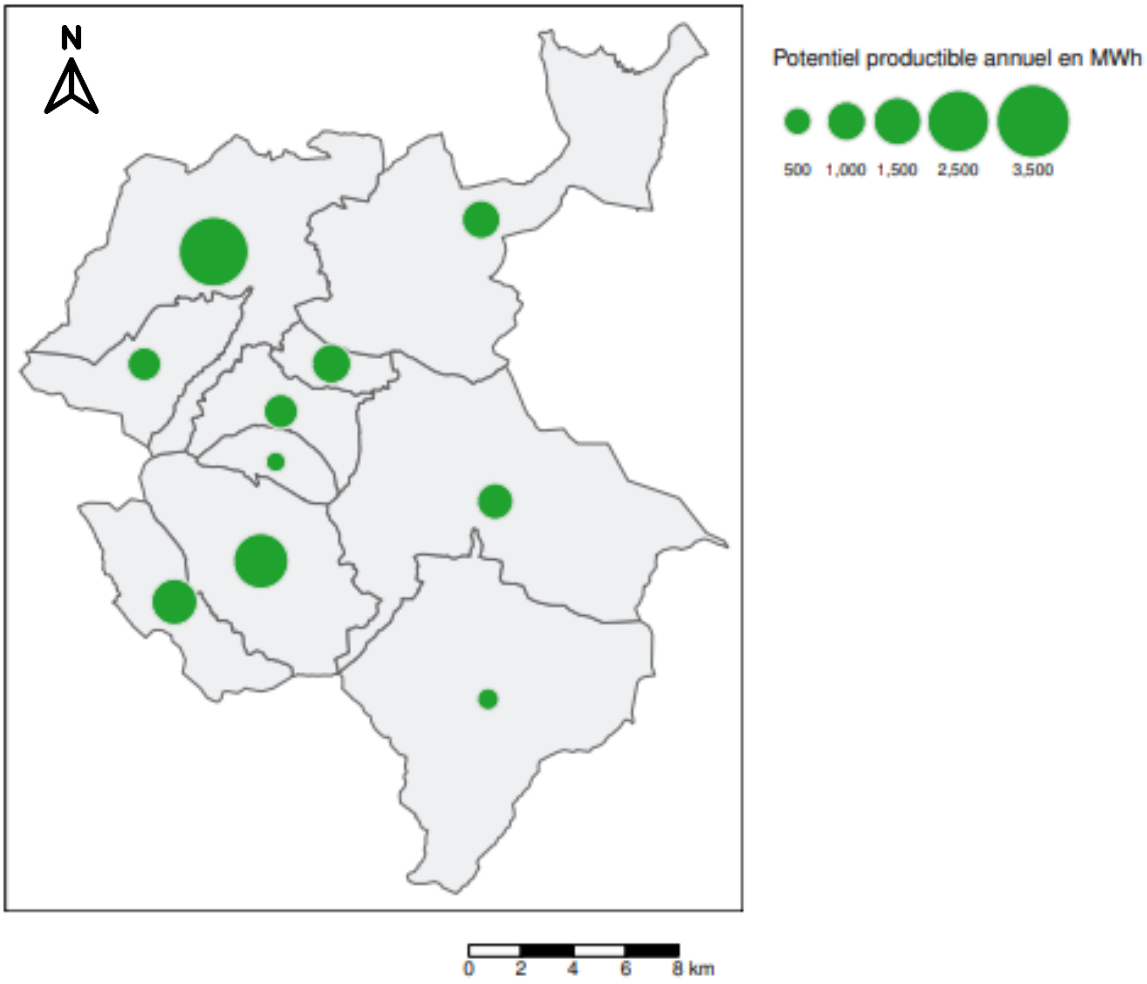
2.1.7. Potentiel de production de GNC par méthanisation

Le potentiel biogaz est le potentiel annuel productible par méthanisation évalué à partir des différents gisements sur le territoire. La méthodologie est en partie fondée sur l'étude réalisée pour le compte de l'ADEME par SOLAGRO et INDDIGO en 2013 : estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation. L'Observatoire Régional Climat Air Energie (ORCAE) a mis en ligne en 2022 un rapport[7] synthétisant le profil Air Climat Energie de la CCPMB.

Ce document indique un potentiel mobilisable annuel total sur le territoire de **11 560 MWh de biogaz.**

- Soit environ 6 900 MWh bioCH4 (après épuration du biogaz)
- Soit la consommation d'environ 20 équivalent Poids Lourds

Ci-dessous est représentée la répartition géographique du potentiel de méthanisation et la répartition par type d'intrants sur le territoire de la CCPMB.



[7]https://www.orcae-auvergne-rhone-alpes.fr/fileadmin/user_upload/mediatheque/orcae/Profils_v1/Profil_200034882.pdf

Figure 4 : Potentiel de méthanisation productible par commune en MWh (source ORCAE)

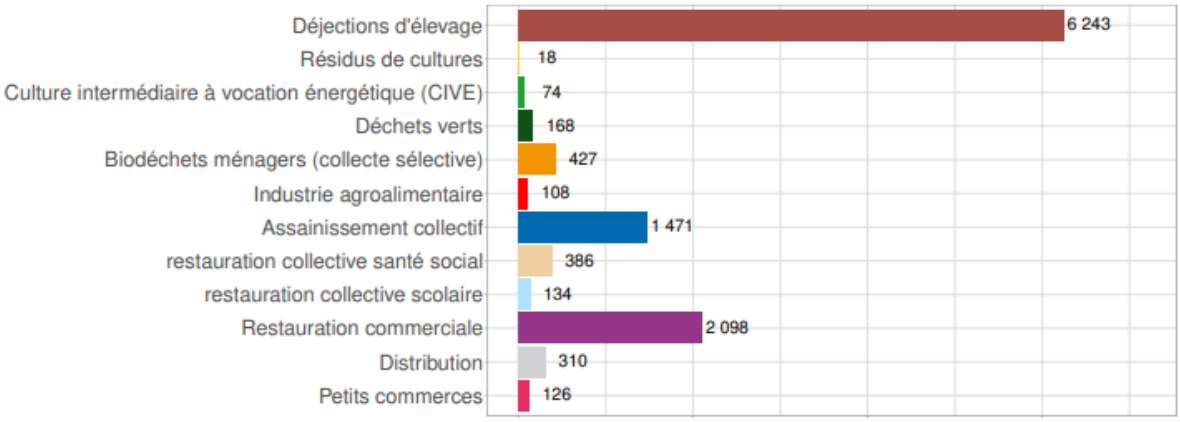


Figure 5 : Potentiel de méthanisation sur le territoire par type d'intrants (source ORCAE)

A ce jour, il existe deux sites produisant et valorisant du biogaz sur la CCPMB (source ORCAE). La quantité totale de biogaz produite s'élève à **804 MWh/an**. Il est valorisé :

- En chaleur et en électricité sur la station d'épuration des eaux usées de Sallanches (grâce à un moteur de cogénération) : selon les années entre 250 et 300 MWh d'électricité sont produits par an et entre 50 et 60 MWh de chaleur. La chaleur est valorisée dans le process industriel de la STEP[8].
- En chaleur sur la station d'épuration des eaux usées de Passy : en 2018, 161 700 m3 de biogaz ont été produits sur le site, dont 58 105 m3 valorisés par la chaudière pour une production de chaleur autoconsommée estimée à 405 MWh[5].

La Figure 6 ci-dessous détaille la répartition en MWh des voies de valorisation du biogaz actuellement produit sur le territoire. Ainsi, il est constaté qu'aucune part de ce biogaz produit n'est épurée pour être valorisée en tant que bioCH4 et être injectée sur le réseau.

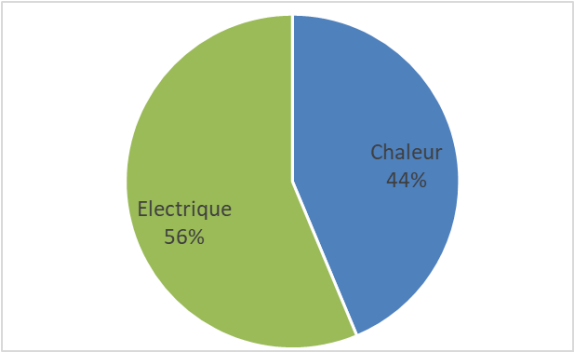


Figure 6 : Répartition actuelle en MWh des voies de valorisation du biogaz produit sur les stations de traitement des eaux usées du territoire (source ORCAE – mis en forme Akajoule)

[8] Source : PCAET CCPMB

En termes de **perspectives pour l'injection de bioCH4 sur le territoire,** aucun projet n'a été recensé pour les modes de production suivants :

- Stations d'épuration des eaux usées : pas de projet d'injection à l'étude (source PCAET)
- Méthanisation à partir de la valorisation de biodéchets (ménagers, restauration…) : un schéma directeur des matières organiques est en cours pour définir la stratégie de la collectivité. Toutefois, d'après les échanges qui ont eu lieu avec le SITOM (Syndicat Intercommunal de Traitement des Ordures Ménagères) la voie de valorisation prioritaire envisagée est le compostage.
- Valorisation des déjections d'élevage : un potentiel existe mais à ce jour il n'y a pas de filière de méthanisation sur le territoire.

2.1.8. Consommation énergétique actuelle du territoire

En 2018, la production d'électricité à base des énergies renouvelables a atteint 42% de la consommation d'énergie finale du territoire CCPMB (1,39 TWh/an). La répartition de consommation énergétique est comme suivant :

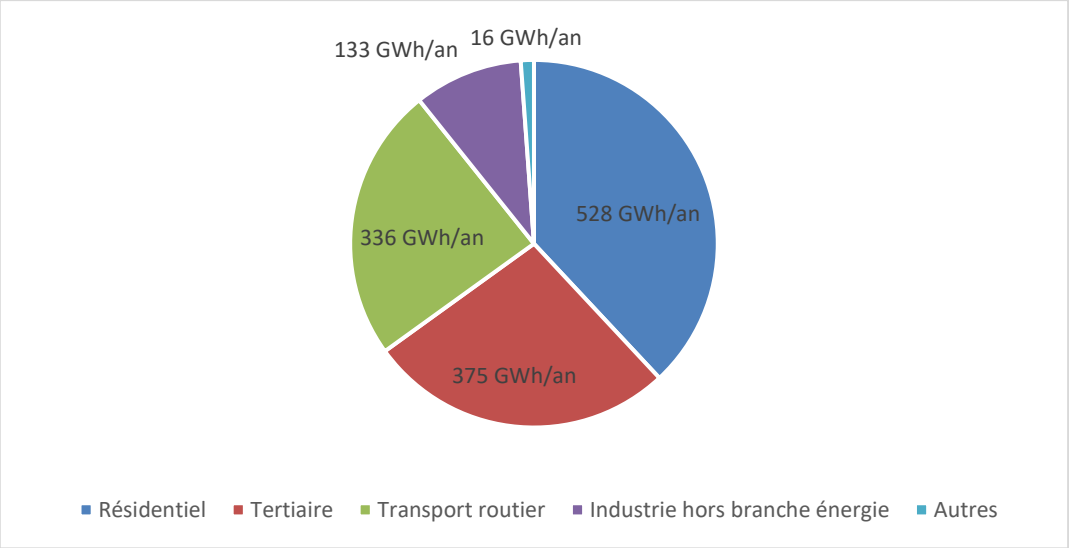


Figure 7 consommation énergétique par secteur en CC Pays de Mont-Blanc

2.2. Analyse comparative de projets similaires

2.2.1. Les quais de l'énergie – Multi énergies

Le projet de la station du « Quai des énergies » à Lyon et un projet de distribution de carburants multi-énergies, en contexte urbain, porté par la CNR (Compagnie Nationale du Rhône) en partenariat avec GNVert.

Ce projet de station est né à la suite du projet HyWAY, dans le cadre duquel les partenaires du projet s'engageaient à produire de l'H2 renouvelable sur place. Il a également été décidé d'élargir aux autres énergies alternatives (GNC et électrique) plus matures pour assurer la rentabilité de la station les premières années. Cette station a ouvert ses portes en septembre 2020 pour les bornes de recharges GNC et électriques. La mise en service des bornes hydrogène prend quant à elle du retard pour des raisons inconnues à ce jour.

Figure 8 : vue d'ensemble de la station multi-énergies quai des énergies à Lyon

- **Caractéristiques techniques du projet**
  - Dimensionnement de la distribution de GNC : 1999 Nm^3/h, 2 bornes
  - Dimensionnement des bornes électriques : 2 bornes : 50 kW et 350 kW
  - Dimensionnement de la distribution d'H2 : 80kg/jour. 2 bornes (1 borne VL et une borne PL)
  - Une seule aire de distribution à 3 voies de circulation

- **Structuration juridique :**
  Il n'y a pas eu de société de projet créée pour le portage global de ce projet de station. Chaque énergie à un modèle d'affaire indépendant.

- Electricité, porté par CNR exploité par prestataire extérieur (Freshmille)

- GNC : porté et exploité par GNVert

- H2 :
    - Production : propriété de CNR mais exploité par GNVert.
    - Compression, stockage, distribution : porté et exploité GNVert.

L'investissement total pour la station s'élève à 4,5 M€.

➢ **Retours sur les impacts environnementaux et sonores du projet :**

- Difficulté rencontrée : évolution des réglementations « risques industriels » en cours de projet. Le porteur du projet de CNR recommande à de futurs porteurs de projet de stations similaires de bien s'interfacer en amont avec la DREAL sur les risques industriels situés à proximité et sur de potentielles futures réglementations.

- Bruit : pas de retour des exploitants sur le sujet mais station implantée dans un environnement déjà très bruyant

2.2.2. Station de Pau - FEBUS

La ville de Pau s'est équipée d'une flotte de 6 bus hydrogène en 2019 sur une ligne BHNS (Bus à Haut Niveau de Service). Cette station est la première du genre en France.

Il s'agit d'une station privative de production et distribution d'hydrogène sur le site de l'exploitant pouvant aller jusqu'à 268 kgH2/jour. La ligne s'étend sur 6 km et dispose de 6 bus opérationnels, 1 en maintenance et 1 en réserve en cas de panne. En usage normal (6 bus sur 6 à plein régime), 3 jours de consommations sont stockés sur site en cas de panne ou de maintenance de l'unité de production. Il est intéressant de noter que l'hydrogène a été retenu parmi d'autres solutions pour l'absence d'émission ainsi que les performances assurées. Les chauffeurs sont satisfaits du fait du confort de conduite lié à l'absence de bruit et de la réactivité du véhicule électrique.

➢ Caractéristiques techniques

Le dépôt de bus a été équipé de borne de recharge dite « à la place ». Moins onéreuse, la recharge à la place (également appelé charge lente) permet de recharger plusieurs véhicules simultanément par

des jeux de pressions. En parallèle, il y a possibilité d'une recharge rapide et une quantité d'hydrogène est stockée en cas de problème de fonctionnement des installations. L'assurance demande une distance de 20m entre le remplissage et le stationnement des autres bus, imposant une surface foncière plus importante.

Figure 10 Recharge à la place d'un Fébus H2 (à gauche) et dépôt de bus : 2 compartiments dont 1 ATEX pour l'hydrogène (à droite)

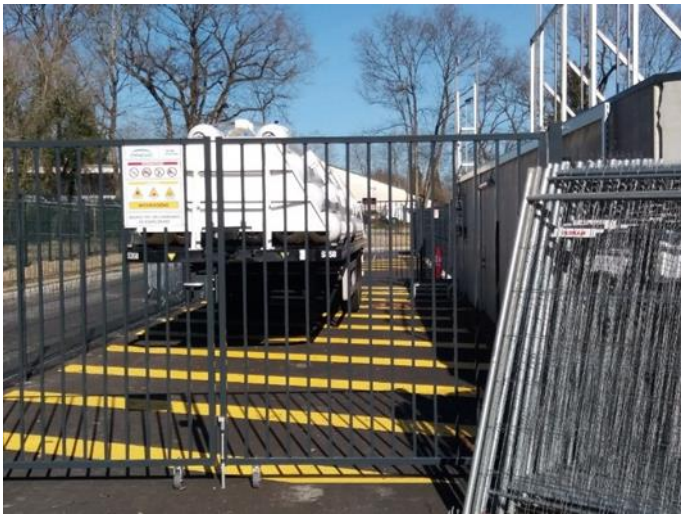


Figure 9 Stockage d'hydrogène de secours ou "Back-up"

- Structuration juridique & économique

Le projet a été porté par la Ville de Pau, la Communauté d'Agglomération Pau Béarn-Pyrénées ainsi que Pau Béarn-Pyrénées Mobilités (SMTU IDELIS). L'installation est exploitée par GNVert, filiale d'Engie et le parc véhicule est exploité par la SMTU IDELIS. Le projet s'élève à 74 M€ mais comprend également la construction d'un nouveau dépôt de bus (hydrogène ET diesel) et a été subventionné à hauteur de 17,7 M€. Le prix de vente de l'hydrogène est de 9€/kgH2. A terme, la flotte hydrogène devrait être composée de 20 bus.

L'infrastructure de Pau a été confrontée à des problématiques de nuisances sonores. En effet, un mauvais dimensionnement sur les aérocondenseurs (utilisés pour le refroidissement de l'électrolyseur) a entrainé une surexploitation de ces derniers qui en plus avait un niveau sonore élevé. (87 dB mesuré sur la terrasse des voisins, pour rappel un klaxon est équivalent à 90 dB). Il semblerait que le problème ait été réglé mais nous n'avons pas pu savoir de quelle manière. Outre le problème des aérocondenseurs, la purge des circuits hydrogène en fin de remplissage peuvent également faire du bruit et peuvent gêner le voisinage.

2.2.3. Station de Saint Pierre en Faucigny – GNC

Le projet de construction de la station de Saint Pierre en Faucigny date des années 2010/2015. Il a été initié par deux entreprises de transports de marchandises : les entreprises Megevand et Sotradel qui étaient convaincues qu'il fallait changer d'énergie du fait de la variation du prix du gazole, des émissions de gaz à effet de serre, ils avaient en effet une volonté de verdir le transport auprès de leur prescripteur qui est la grande distribution. La volonté de développer le gaz naturel comme carburant permettait également de se démarquer de la concurrence et notamment de celle des pays de l'Est proposant des prix bas mais avec un transport polluant.

Le développement de la station de Saint Pierre en Faucigny a été initié par ces deux transporteurs mais dans le cadre du projet Equilibre. Le Projet Equilibre est une démarche collaborative et transversale, autour du Transport Routier de Marchandises français, pour permettre à ce dernier de retrouver compétitivité et rentabilité, en respectant les préceptes du Développement Durable.

Après discussion la localisation a été choisie. Les transporteurs se sont donc rapprochés de la communauté de commune pour choisir le terrain. L'opérateur qui exploitera la station a également été sélectionné : il s'agit de la société Engie Solutions.

En parallèle de ce projet de développement de station gaz, la collectivité a injecté sur le réseau, le gaz produit par les stations d'épuration. En effet, la collectivité souhaitait avoir un projet local : un carburant local, qui est consommé localement avec des véhicules qui roulent sur le territoire.

Afin de construire la station, Engie Solutions souhaitait avoir a minima 20 poids lourds ayant des contrats d'avitaillement au sein de la station. La collectivité a donc décidé de s'associer aux privés en achetant des bennes à ordure ménagères au GNC. Aujourd'hui la collectivité possède 2 bennes à ordure au GNC. L'objectif est d'avoir 100% des bennes à ordures au GNC (soit 4 bennes). Le service des déchets ménagers n'est pas le seul ayant converti une partie de sa flotte. En effet, 80% du parc de l'agglomération roule au gaz, ce qui représente 33 tonnes de gaz par an. Cela permet alors à la collectivité d'avoir une baisse de ses particules fines, des oxydes d'azote et du CO_2. Cela permet alors de réduire la pollution sur le territoire et donc d'aller dans le sens des objectifs viser dans le plan de protection de l'atmosphère.

Concernant le prix du carburant, la collectivité bénéficie d'un contrat professionnel pour l'achat du gaz. Ce prix est donc plus faible que celui proposé au grand public. Ce prix a été très impacté par l'augmentation du prix du gaz observé depuis l'été 2021. Le problème du prix du gaz est qu'aujourd'hui il n'est pas corrélé au prix du gazole.

2.2.4. Barrage hydroélectrique de Gösgen

Figure 11 Barrage hydroélectrique de Gösgen

La centrale de Gösgen est basée au nord de la Suisse. La centrale hydroélectrique assure la production d'électricité permettant, depuis 2020, la production d'hydrogène qui est assurée par Hydrospider, une joint-venture entre Alpiq, H2 Energy et Linde. Le site de production ne permettant pas la distribution (faute de place), l'hydrogène est stockée temporairement dans des conteneurs pour ensuite être acheminé sur les 9 stations de distribution. La station la plus proche se situe à 12km du site de production tandis que la plus éloignée se trouve à 170 km.

- Caractéristiques techniques
  - La centrale a une puissance de 51,3 MW avec 10 MW (1 turbine) alloués pour l'électrolyse
  - La capacité de production annuelle s'élève à 300 GWh
  - L'électrolyseur de type PEM fourni par NEL d'une capacité de 2 MW raccordé directement à la turbine. En France, cette configuration serait a priori possible si le producteur d'électricité est également le producteur d'hydrogène. Le coût de l'électricité serait alors plus faible, amenant un prix de l'hydrogène plus compétitif.
  - La production d'hydrogène est de 300 tonnes par an. Il est comprimé à 350 bars puis livré.
  - L'hydrogène est à destination d'un usage en mobilité via des véhicules légers et poids lourds (Hyundai Xcient Fuel Cell) dans le cadre du projet de déploiement de 1000 camions Hyundai.
- Structuration juridique & économique
  - Hydrospider est une société privée.
  - Alpiq exploite le barrage et produit l'électricité nécessaire au fonctionnement de l'électrolyseur
  - La production, le stockage, le transport ainsi que la distribution est assuré par Hydrospider.

- Le prix de vente à la pompe se trouve entre 9,50€ et 11,50 €/kgH2[9] (10 à 12 francs suisse).

Malheureusement, Hydrospider[10] n'a pas souhaité communiquer au groupement plus d'informations sans être directement impliqué dans le projet de la CCPMB.

Figure 12 Site de production d'hydrogène (à gauche) & transport d'hydrogène conteneurisé par camion (à droite)

2.2.5. Les facteurs clés de succès

Ces différentes analyses viennent souligner des critères à respecter pour qu'un projet soit viable.

Premièrement, l'emplacement de l'infrastructure de distribution doit être au plus près des usages, avoir une bonne visibilité et avoir une facilité d'accès. Il faut toutefois veiller à ce que cet emplacement ne soit pas trop proche des résidences faute de quoi les résidents pourraient subir des nuisances sonores liées aux équipements de distribution mais également subir l'augmentation du trafic routier.

Pour les deux énergies, l'infrastructure doit être bien dimensionnée et prendre en compte une montée en puissance de l'installation. Lors du choix du fournisseur / exploitant, il est recommandé de retenir un acteur proposant un taux de disponibilité élevé (par exemple 97%) et proposant des alternatives en cas de pannes et/ou de maintenance : mise à disposition d'une station mobile, fourniture d'hydrogène, redondance des compresseurs en cas de panne pour le GNC & l'H2,…

En parallèle, un travail de sensibilisation doit être réalisé auprès du grand public et des acteurs économiques pour faire connaitre le GNC ainsi que l'hydrogène. Afin d'aider au lancement d'une infrastructure GNC comme hydrogène, il est recommandé aux acteurs publics d'acquérir un ou plusieurs poids lourds afin de sécuriser une partie de la production et de montrer l'exemple aux acteurs locaux.

---

[9] Prix avant augmentation du coût de l'énergie, 20€/kgH2 constaté à la pompe par EnerKa courant 2022
[10] Contact Hydrospider : Nicolas CRETTENAND, CEO (nicolas.crettenand@hydrospider.ch) & Ralph DASSONVILLE, Head Hydrogen Development, **Alpiq** (ralph.dassonville@alpiq.com)

Concernant l'hydrogène en particulier, il n'est pas indispensable d'avoir l'unité de production au même endroit que l'unité de distribution. Il peut être plus intéressant de disposer d'une unité de production centralisée pouvant répondre aux besoins de différentes stations et donc produire en quantité importante afin de réduire le coût de revient de l'hydrogène

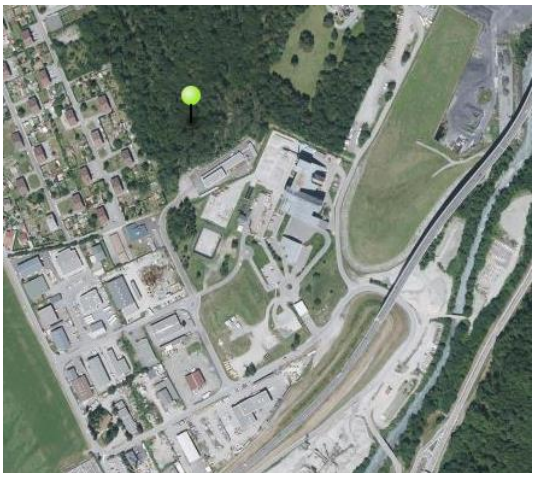
2.3.Identifications foncières

Comme nous l'avons mentionné dans le chapitre précédent, l'emplacement de l'infrastructure de distribution est un point critique d'un projet hydrogène et/ou GNC. Nous avons dès cette première phase d'étude identifié les potentielles zones foncières pouvant répondre aux différents critères à savoir :

- La proximité avec les usages
  - Plus il y aura d'usagers ou de potentiels usagers, plus la station sera rapidement rentabilisée.
- L'accessibilité & la visibilité
  - Une station de distribution visible permettra de récupérer des usagers de passage
- La proximité avec les réseaux (gaz pour le GNC, électrique pour le GNC & l'H2)
  - La proximité réduit les coûts de raccordement aux réseaux.
- La surface
  - En fonction des usages, la zone doit permettre la giration de poids lourds (semi-remorques, bennes à ordures ménagères, bus…).
- La maîtrise foncière
  - Un terrain public permettra de réduire l'investissement pour la collectivité, de faciliter le portage par un acteur privé (par l'intermédiaire d'un bail emphytéotique par exemple) ou encore d'assurer un revenu à la collectivité en louant la parcelle. A l'inverse, si le terrain appartient à un acteur privé, ce dernier peut refuser de le vendre.
- Les contraintes administratives du Plan Local d'Urbanisme (PLU) & de la DREAL
  - Les stations multi-énergies peuvent être en inadéquation avec le PLU et notamment à cause de la brique hydrogène. Selon la configuration du projet (production sur site, quantité stockée), l'infrastructure peut être soumise à des contraintes ICPE. La loi n'étant pas encore adaptée à l'hydrogène, une station de distribution fait généralement face à une contradiction. Le caractère ICPE de l'installation nécessite d'être situé en zone autorisant une activité industrielle. D'un autre côté, la vente d'hydrogène nécessite d'être en zone autorisant une activité de commerce. Or, le PLU ne permet, généralement, pas d'avoir une activité de commerce et industrielle sur une même zone. Une modification est donc nécessaire.
  - La DREAL impose le respect de la réglementation ICPE telle que la quantité stockée sur site, les distances de sécurité avec les limites de propriétés, les débits de distribution afin de valider le dossier administratif. Selon la quantité d'hydrogène stockée sur site, il sera nécessaire de faire une déclaration (si inférieur à 1 tH2) voire une autorisation (si supérieur à 1t) auprès de la DREAL nécessitant des études d'impacts. Enfin, la prise en compte de site SEVESO environnant peut également venir influencer les quantités autorisées sur site.

L’ensemble des zones ci-dessous ont été étudiées :

Zone (a) - Passy



Zone (b), au nord de l’unité de valorisation énergétique - Passy

Zone (c), Rue André Lasquin – Sallanches

Zone (d), à proximité du SDIS – Passy

Zone (e), à proximité de l’échangeur de l’A40 – Passy

Figure 13 Ensemble des zones foncières étudiées et écartées lors de l'étude.

Les zones (a) et (e) n'ont pas été retenues car elles manquent de visibilité et/ou d'accessibilité. Les zones (c) et (d) ont été écartées pour avoir une surface trop réduite pour la mise en place d'une station multi-énergies. La zone (b) a quant à elle été jugée comme trop proche des habitations et pouvant ainsi provoquer une gêne auprès des résidents (augmentation du trafic routier et de la pollution sonore liée à l'infrastructure) déjà impactés par l'activité de l'unité de valorisation énergétique.

Parmi elles, deux zones ont été retenues pour la suite de l'étude :

Figure 14 Zones foncières retenues : Sallanches Nord (à gauche) et l'aire de régulation de Passy (à droite)

La parcelle identifiée à Sallanches a un emplacement opportun pour le déploiement d'une station de distribution multi-énergies. Elle est en effet à proximité directe de l'échangeur, est présente sur une zone d'activité et bénéficie d'une bonne visibilité. Toutefois, cette zone est actuellement considérée dans le PLU comme « Zone Naturelle ». Une modification de ce dernier sera donc nécessaire pour autoriser la mise en place d'une station de distribution. La proximité avec la ligne ferroviaire ajoutera de la complexité au projet pour le raccordement au réseau de gaz qui nécessiterait de passer en dessous de cette ligne. Des travaux sont en prévisions sur cette ligne ferroviaire par SNCF – Réseaux, cela pourrait être l'occasion de raccourir les délais de travaux.

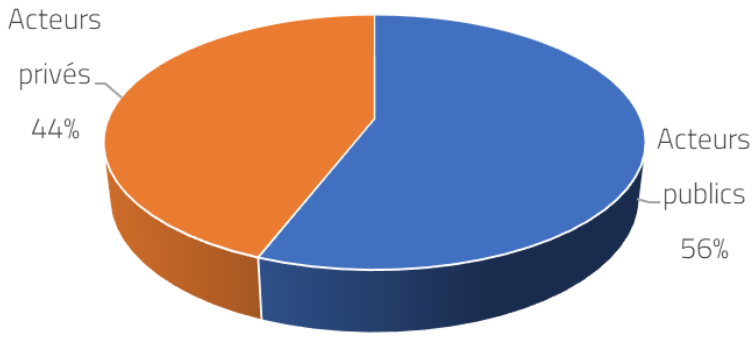
L'aire de régulation de Passy est une bonne candidate pour recevoir une station de distribution. En effet, l'emplacement bénéficie d'une bonne visibilité et a un accès direct avec l'axe routier. La superficie permet d'avoir suffisamment de place pour la giration des poids lourds sur la station. En revanche, les coûts de raccordement seront plus élevés du fait de son éloignement avec le réseau de gaz. De plus, la maitrise foncière de cette aire semble complexe. Un flou est présent entre le propriétaire de la parcelle et l'exploitant. Un travail d'identification et de négociation sera nécessaire pour faire avancer les démarches.

3. Phase 2 : Etude de potentiel de consommation de GNC et d'hydrogène sur la CCPMB

3.1. Cartographie des acteurs

Après avoir identifié le potentiel de production, nous avons réalisé un travail de terrain pour identifier les opportunités de déploiement de solutions électrique, GNC et/ou hydrogène auprès des acteurs locaux. Un travail conjoint avec les services de la CCPMB a permis d'identifier une liste d'acteurs cibles. Pour échanger avec ces acteurs, nous avons dans un premier temps, avec les services de la CCPMB, réalisé un document de communication couplé à un questionnaire. La CCPMB les a ensuite diffusés sur sa plateforme web. Parmi les 1 300 vues, seulement 7 réponses ont été obtenues. En parallèle, une réunion d'information publique s'est déroulée au Parvis des Fiz à Passy le 15 février 2022 durant laquelle le groupement a présenté le GNC et l'hydrogène ainsi que l'objectif de cette étude.

A la suite, sur la base d'une liste validée avec la CCPMB constituée des répondants au questionnaire en ligne ainsi que d'autres acteurs potentiels du territoire, nous avons ainsi réalisé une trentaine d'entretiens avec des acteurs privés et publics répartis comme suit :



Parmi eux, des acteurs du secteur du BTP, des transporteurs, des donneurs d'ordres, des artisans ou encore des industriels.

Nous retrouvons notamment :

Décathlon Mountain Store	EXCOFFIER	RECYL Graphics	Les Contamines Montjoie	Com. de Cordon
MEGEVAND Frère	Le SITOM des Vallées du Mont-Blanc	Prabel	Mermet	BORINI
SACP	La SAT	Com. de Praz-sur-Arly	Com. de Combloux	Anthogyr
Le SYANE	SGL Carbon	CC Cluses Arves & Montagne	Sallanches	Com. de Saint-Gervais-les-bains
Brasserie du Mont-Blanc	Société d'Equipements des Contamies Montjoie Hauteluce (SECMH)	CC de la Vallée de Chamonix Mont-Blanc	Mabboux Megève	La Région Auvergne Rhône Alpes
Autoroute et Tunnel du Mont-Blanc	Com. de Domancy	PCMB	Trans'Alp Services	

Une série d'entretien a été réalisée avec ces acteurs en suivant une grille d'entretien prédéfinie abordant les points suivants :

- Composition du parc véhicules
- Consommation annuelle de carburant et typologie (diesel, essence, électrique, GNC, ...)
- Lieu d'entreposage des véhicules
- Contraintes opérationnelles
- Plan de renouvellement du parc véhicules et carburants alternatifs ciblés
- Avis sur les carburants alternatifs

Les échanges réalisés avec les acteurs se sont déroulés par téléphone ou par mail selon la disponibilité des acteurs sollicités.

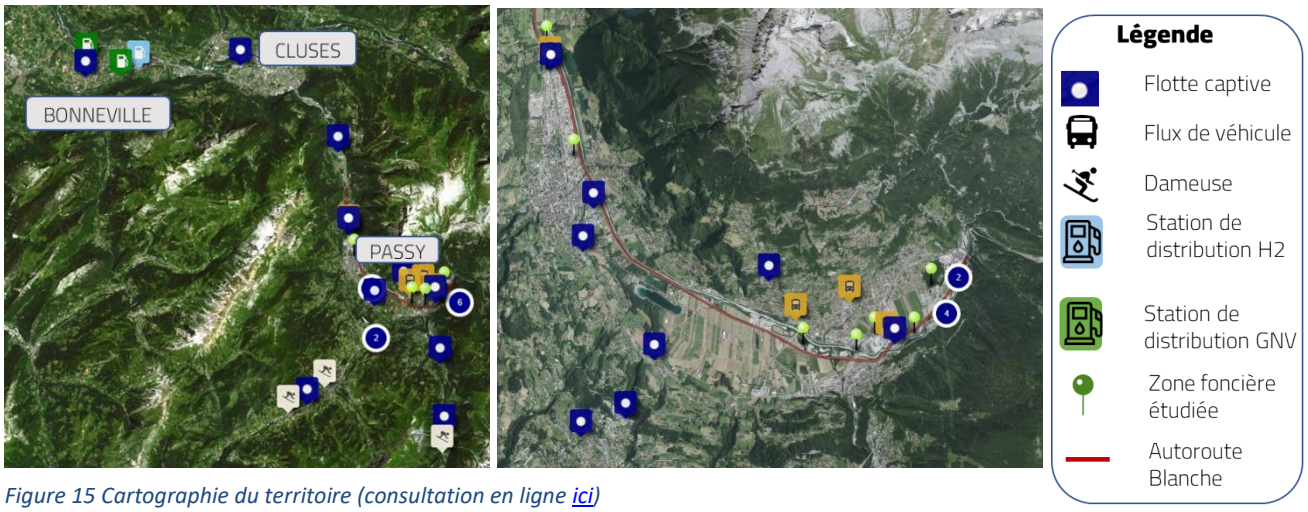


Figure 15 Cartographie du territoire (consultation en ligne ici)

3.2.Synthèse des entretiens

Sur l'ensemble des échanges, nous avons identifié un intérêt pour la mobilité décarbonée mais différents points récurrents ont été recensés comme étant des freins au déploiement des solutions GNC et/ou hydrogène :

- L'offre de véhicule

Certaines catégories de véhicule ne sont pas encore proposées en motorisation alternative. C'est le cas de certains engins de chantier et des dameuses.

Plus spécifiquement pour le GNC, il faut noter que les véhicules légers et utilitaires légers GNC sont de moins en moins développés compte tenu de l'interdiction à venir de la vente de véhicules thermiques neufs. En revanche, le marché des poids lourds est en constante progression (autobus, bennes à ordures ménagères, autocars et camions).

S'agissant de l'hydrogène, il n'existe pour le moment pas d'offre commerciale sur les poids lourds en France mais un nombre important d'acteurs ont annoncé des commercialisations sur les années à venir. Leur arrivée est estimée à un horizon 2024-2025. Il existe toutefois une offre commerciale pour des vélos, véhicules légers, utilitaires légers, utilitaires, bus ou bennes à ordures ménagères. D'autres véhicules devraient arriver prochainement : autocars et dameuses.

- Les contraintes opérationnelles

Le maillage des infrastructures GNC comme hydrogène étant encore peu dense, l'allongement du trajet pour aller s'avitailler est un frein au déploiement de ces solutions car cela engendre un surcoût en temps homme. En moyenne, il nous a été mentionné qu'un détour maximal de 10 à 15 min serait acceptable, au-delà la solution alternative ne serait pas envisageable. Les engins spéciaux sont également impactés : aujourd'hui les exploitants peuvent posséder leur propre cuve de remplissage de gazole (ou GNR) sur leur dépôt et font le plein de bord à bord (approche de l'engin sur remorque à la cuve). Dans ce cas, la conversion vers un carburant alternatif impliquant la mise en place d'une

logistique d'approvisionnement est une contrainte trop importante. Il faudrait pouvoir installer une infrastructure sur le site de dépôt.

- Le coût

Il a été remonté que les solutions alternatives présentent un surcoût très voire trop élevé comparées aux solutions actuelles. De plus, la conjoncture actuelle ainsi que la volatilité du prix des carburants est peu favorable au déploiement de l'hydrogène et du GNC en cette période.

Ce surcoût à l'acquisition du véhicule s'explique aujourd'hui par des productions en petites séries. Le surcoût devrait se réduire dans les années à venir.

- La sécurité d'approvisionnement

Les acteurs ont besoin d'une garantie d'approvisionnement en carburant faute de quoi ils ne pourront faire fonctionner leurs véhicules. Par ailleurs, les acteurs souhaitent bénéficier d'un carburant produit localement :

- L'hydrogène doit être produit à l'aide des ressources locales. Certains acteurs ont indiqué attendre de voir la recyclabilité des composants des véhicules hydrogène avant de se positionner.
- Pour le GNC, les acteurs ont insisté pour que soit organisé la mise en place de projets de production en parallèle des stations de distribution. Des projets sont en cours dont un porté par la société BORINI. Également, le groupement a eu mention d'une discussion entre la préfecture de la Haute-Savoie, la Fédération Nationale du Transport Routier (FNTR) ainsi que la société MEGEVAND concernant la mise en place d'un cadre incitatif à la mise en place de projets de distribution/production. Aucune information plus précise n'a pu être obtenue à ce sujet. Il conviendra pour la CCPMB de rester en veille sur ce sujet en se rapprochant des acteurs cités ci-dessus.

3.3. Audit de flotte de la Communauté de Communes Pays du Mont-Blanc

3.3.1. Etat des lieux de la flotte de la CCPMB

En parallèle de l'enquête terrain réalisée auprès des différents acteurs du territoire, le groupement a effectué un audit de la flotte de véhicules de la CCPMB.

Les véhicules possédés par la collectivité sont de deux types :

- Les véhicules de fonction ou de service pour les services généraux : 3 VL et 7 VUL
- Les véhicules pour le service de collecte des ordures ménagères : 9 bennes à ordures ménagères (BOM)

Les entretiens menés avec les interlocuteurs de ces services ont permis de récolter un certain nombre d'informations sur cette flotte de véhicules. Ces éléments sont résumés ci-dessous :

	Véhicules légers	Véhicules utilitaires légers	Bennes à ordures ménagères
Nombre de véhicules	3	7	9
Carburation des véhicules	Gazole et électrique	Gazole et électrique	100% gazole
Kilométrage moyen annuel	5 900 km	6 500 km	19 000 km
Récupération partielle de la TICPE sur le gazole	Non concerné	Non concerné	non
Eligibilité au sur-investissement	Non concerné	Non concerné	non
Prix du carburant – gazole (mars 2022)	1,99 €TTC/L	1,99 €TTC/L	2,14 €TTC/L
Prix du carburant – électricité (mars 2022)	0,23 €TTC/kWh	0,23 €TTC/kWh	Non concerné

Il est à noter que lors de ces entretiens, la consommation unitaire de ces différents véhicules n'a pas pu être récoltée car celle-ci ne fait pas l'objet d'un suivi pour ces véhicules.

Recommandation : le groupement recommande de mettre en place un suivi précis des consommations unitaires des différents véhicules. Des données fiables sont nécessaires pour réaliser une analyse techno-économique la plus précise possible pour envisager un changement de carburation.

3.3.2. Coût total de possession

Ce paragraphe détaille le coût total de possession des véhicules afin de connaitre la rentabilité des investissements dans des véhicules GNC, hydrogène ou électrique par rapport aux véhicules gazole. Pour cela, il a été :

- Identifier les postes d'investissement et de fonctionnement : quels sont les postes similaires et différents par rapport à un véhicule gazole ou essence ?
- Evaluer les coûts de possession globaux : cela consiste à regarder sur la durée de vie du véhicule :
  - Les coûts d'investissement : prix d'achat des véhicules, subvention, aides fiscales …
  - Les coûts de fonctionnement : coût de maintenance, frais de carburant …
- Evaluer l'écart de coût de possession global entre les véhicules gazole et ceux roulant avec les carburants alternatifs étudiés.

Certains éléments ne changent pas que le véhicule fonctionne au pétrole ou au gaz. C'est le cas notamment de :

- La durée de détention du véhicule,

- La gestion des pneumatiques : à taille de véhicule et kilométrages équivalents, la gestion des pneumatiques (fréquence de gonflage ou de remplacement, prix des pneus …) est identique quel que soit le carburant.
- Le coût du personnel
- Les impôts, les assurances, les péages, l'administration …

A l'inverse, les éléments suivants varient selon le type de carburant du véhicule :

- Le prix du véhicule,
- L'achat de carburant,
- La maintenance.

Dans les paragraphes suivants sont présentés les coûts totaux de possession pour les différents types véhicules possédés par la CCPMB. Ils sont basés sur des kilométrages moyens donnés par la CCPMB (voir 3.3.1 plus haut).

Pour les consommations unitaires moyennes des véhicules les hypothèses suivantes ont été considérées :

	Véhicules légers	Véhicules utilitaires légers	Bennes à ordures ménagères
Consommation unitaire moyenne gazole	5,90 L/100km[11]	8,71 L/100km[7]	60 L/100km[12]
Consommation unitaire moyenne GNC/bioGNC Consommation unitaire moyenne GNC/bioGNC	5,90 kg/100km	8,71 kg/100km	60 kg/100km
Consommation unitaire moyenne électrique	15 kWh/100km	22 kWh/100km	159 kWh/100km
Consommation unitaire moyenne hydrogène	1,18 kg/100km	1,74 kg/100km	18 kg/100km

Afin d'obtenir la consommation unitaire moyenne des véhicules électriques, GNC ou H2, il a été utilisé des facteurs de conversion depuis la consommation unitaire gazole. Ces facteurs sont les suivants :

- Pour tous les types véhicules, 1 L/100 km de gazole équivaut à 1kg/100km de GNC.
- Pour les VL et les VUL, 1L/100 km de gazole équivaut à 0,2kg/100 km d'H2. Pour les BOM, 1L/100 km de gazole équivaut à 0,3kg/100 km d'H2.
- Pour les VL et les VUL, 1L/100 km de gazole équivaut à 2,5kWh/100 km d'électricité. Pour les BOM, 1L/100 km de gazole équivaut à 2,6kWh/100 km d'électricité.

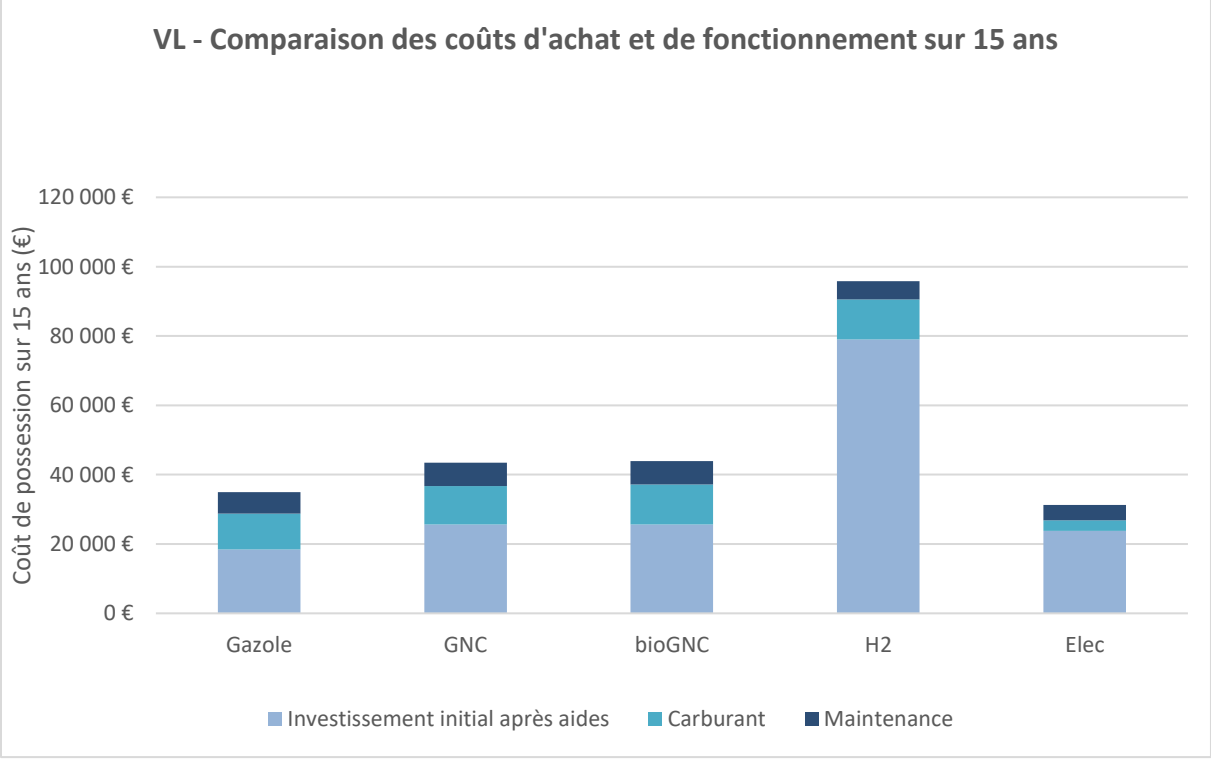
Concernant le prix des carburants les hypothèses suivantes ont été considérées

[11] Source Statista : moyenne consommation unitaire en France pour les VL et les VUL en 2018
[12] Source : valeurs issues de l'expérience du groupement

	Véhicules légers	Véhicules utilitaires légers	Bennes à ordures ménagères	*Source*
Coût moyen gazole	1,99 €TTC/L	1,99 €TTC/L	2,14 €TTC/L	*Données CCPMB – mars 2022*
Coût moyen GNC	2,14 €TTC/kg			*Données CNR (Comité National Routier) mars 2022*
Coût moyen bioGNC	2,20 €TTC/kg			*+3% par rapport au GNC (valeur issue de l'expérience d'AKAJOULE)*
Coût moyen électricité	0,23 €TTC/kWh			*Données CCPMB – mars 2022*
Coût moyen H2	11 €TTC/kg		9 €TTC/kg	*Valeur issue de l'expérience d'ENERKA*

- **Comparaison des coûts totaux de possession pour les véhicules légers :**

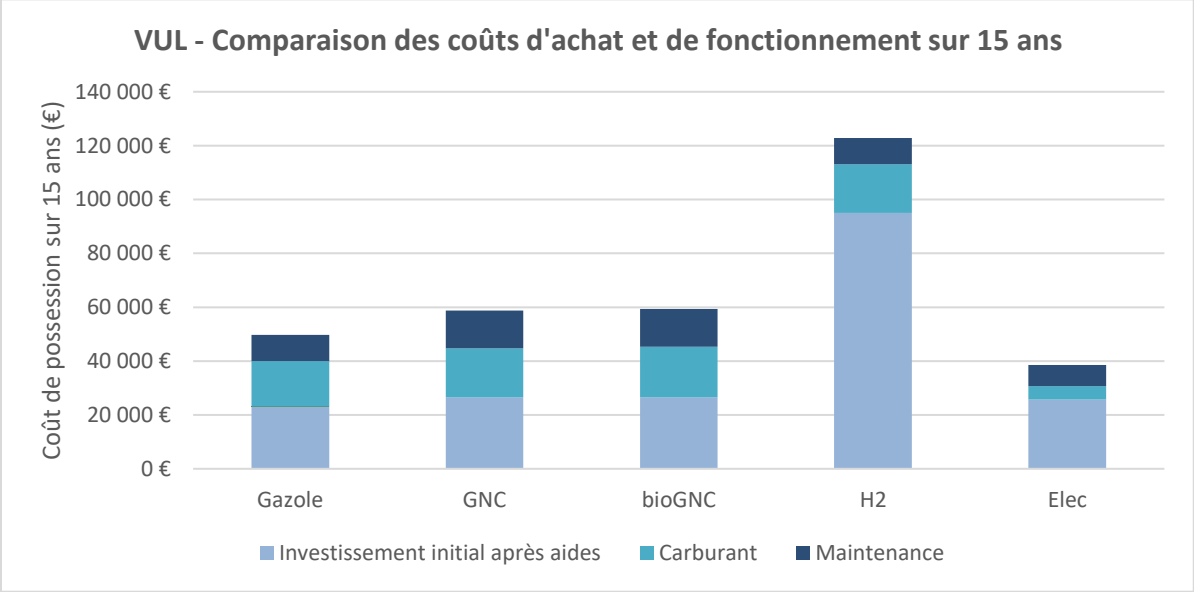
Véhicules légers					
Coût sur 15 ans, revente négligée					
	Gazole	**GNC**	**bioGNC**	**H2**	**Elec**
Investissement	18 200 €	25 600 €	25 600 €	80 000 €	26 800 €
Subvention	0 €	0 €	0 €	-1 000 €[13]	-3 000 €[9]
Immatriculation	230 €	10 €	10 €	10 €	10 €
Carburant	10 350 €	11 100 €	11 550 €	11 550 €	3 000 €
Récupération TICPE	non				
Maintenance	6 150 €	6 750 €	6 750 €	5 250 €	4 500 €
Coût total sur 15 ans subventions déduites	**34 930 €**	**43 460 €**	**43 910 €**	**95 810 €**	**31 310 €**
Gains / Surcoût sur 15 ans		**8 530 €**	**8 980 €**	**60 880 €**	**-3 620 €**
		24%	**26%**	**174%**	**-10%**
Investissement initial après aides	*18 430 €*	*25 610 €*	*25 610 €*	*79 010 €*	*23 810 €*



[13] Montant du bonus écologique à partir de juillet 2022

- **Comparaison des coûts totaux de possession pour les véhicules utilitaires légers**

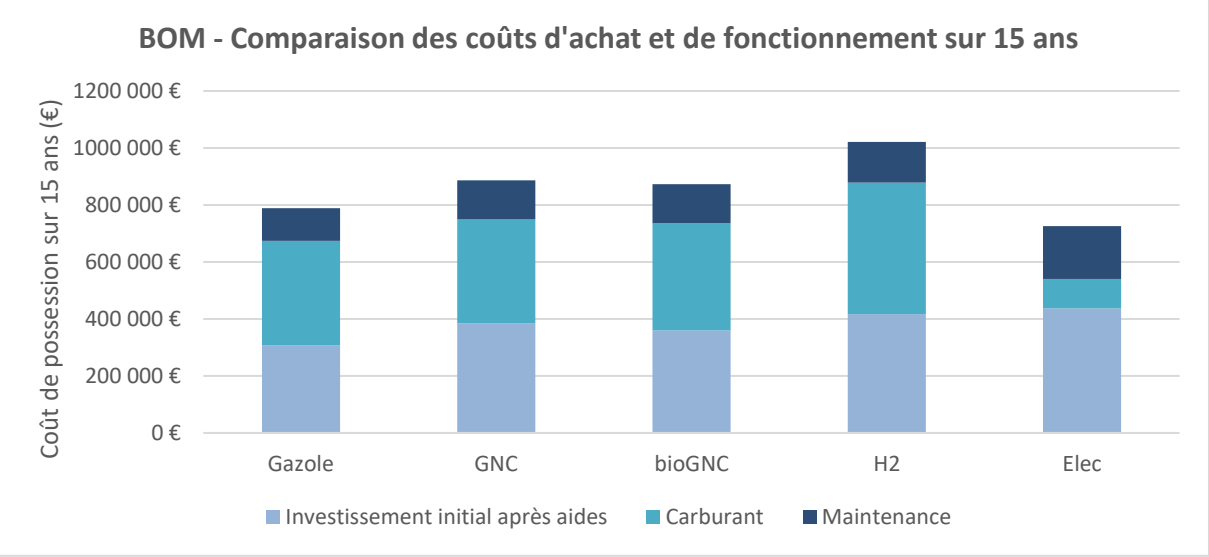
VUL					
Coût sur 15 ans, revente négligée					
	Gazole	**GNC**	**bioGNC**	**H2**	**Elec**
Investissement	22 700 €	26 500 €	26 500 €	100 000 €	30700
Subvention	0 €	0 €	0 €	-5 000 €[14]	-5 000 €[10]
Immatriculation	350 €	50 €	50 €	50 €	50
Carburant	16 950 €	18 150 €	18 750 €	18 000 €	4 950 €
Récupération TICPE	non				
Maintenance	9 750 €	14 100 €	14 100 €	9 750 €	7800
Coût total sur 15 ans	**49 750 €**	**58 800 €**	**59 400 €**	**122 800 €**	**38 500 €**
Gains / Surcoût sur 15 ans		**9 050 €**	**9 650 €**	**73 050 €**	**-11 250 €**
		18%	**19%**	**147%**	**-23%**
Investissement initial après aides	*23 050 €*	*26 550 €*	*26 550 €*	*95 050 €*	*25 750 €*



[14] Montant du bonus écologique à partir de juillet 2022

- **Comparaison des coûts totaux de possession pour les bennes à ordures ménagères**

BOM					
Coût sur 15 ans, revente négligée					
	Gazole	**GNC**	**bioGNC**	**H2**	**Elec**
Prix d'achat net après FCTVA	306 500 €	387 100 €	387 100 €	600 000 €	536 500 €
Subvention	0 €	-3 500 €[15]	-28 210 €[11]	-183 000 €[16]	-100 000 €[17]
Immatriculation	800 €	300 €	300 €	300 €	300 €
Carburant	366 900 €	365 400 €	376 350 €	461 700 €	103 350 €
Récupération TICPE	non				
Maintenance	114 000 €	136 800 €	136 800 €	142 500 €	185 250 €
Coût total sur 15 ans	**788 200 €**	**886 100 €**	**872 340 €**	**1 021 500 €**	**725 400 €**
Gains / Surcoût sur 15 ans		**97 900 €**	**84 140 €**	**233 300 €**	**-62 800 €**
		12%	**11%**	**30%**	**-8%**
Investissement initial après aides	*307 300 €*	*383 900 €*	*359 190 €*	*417 300 €*	*436 800 €*



3.3.3. Analyse comparative des impacts environnementaux

D'un point de vue environnemental, l'impact des carburants s'analyse selon trois critères :

- Les émissions d'oxydes d'azote (NOX), qui ont des effets néfastes à la fois sur l'environnement (contribution à la formation de l'ozone, gaz à effet de serre) et sur la santé.

[15] Subvention GNVolontair' 2 (Région AURA + Ademe)
[16] Appel à projet « Ecosystème territoriaux Hydrogène » de l'ADEME et bonus écologique
[17] Appel à projet « Ecosystèmes des véhicules lourds électriques» de l'ADEME

- Les émissions de particules fines qui ont un impact sur la santé
- Les émissions de gaz à effet de serre, mesurées en kilogrammes équivalent de CO_2, qui contribuent au dérèglement climatique.
- L'impact sur le confort des usagers de la route (bruit, odeurs)

Selon leur nature, les carburants alternatifs permettent de réduire ces impacts environnementaux[18]. Une analyse comparative pour chacun de ces critères est proposée ci-dessous :

- **Emissions de NOx**

Nox	
Gazole (EURO 6)	Energie de comparaison
GNC	Entre -40 et -65% selon les régimes de conduite par rapport au gazole (EURO 6)
bioGNC	Entre -40 et -65% selon les régimes de conduite par rapport au gazole (EURO 6)
Electrique	Elimination des Nox
Hydrogène	Elimination des Nox

- **Emissions de particules fines à l'échappement**

Particules fines	
Gazole (EURO 6)	Energie de comparaison
GNC	-95% de particules fines par rapport au gazole (EURO 6)
bioGNC	-95% de particules fines par rapport au gazole (EURO 6)
Electrique	Elimination des particules fines
Hydrogène	Elimination des particules fines

- **Emissions de gaz à effet de serre**

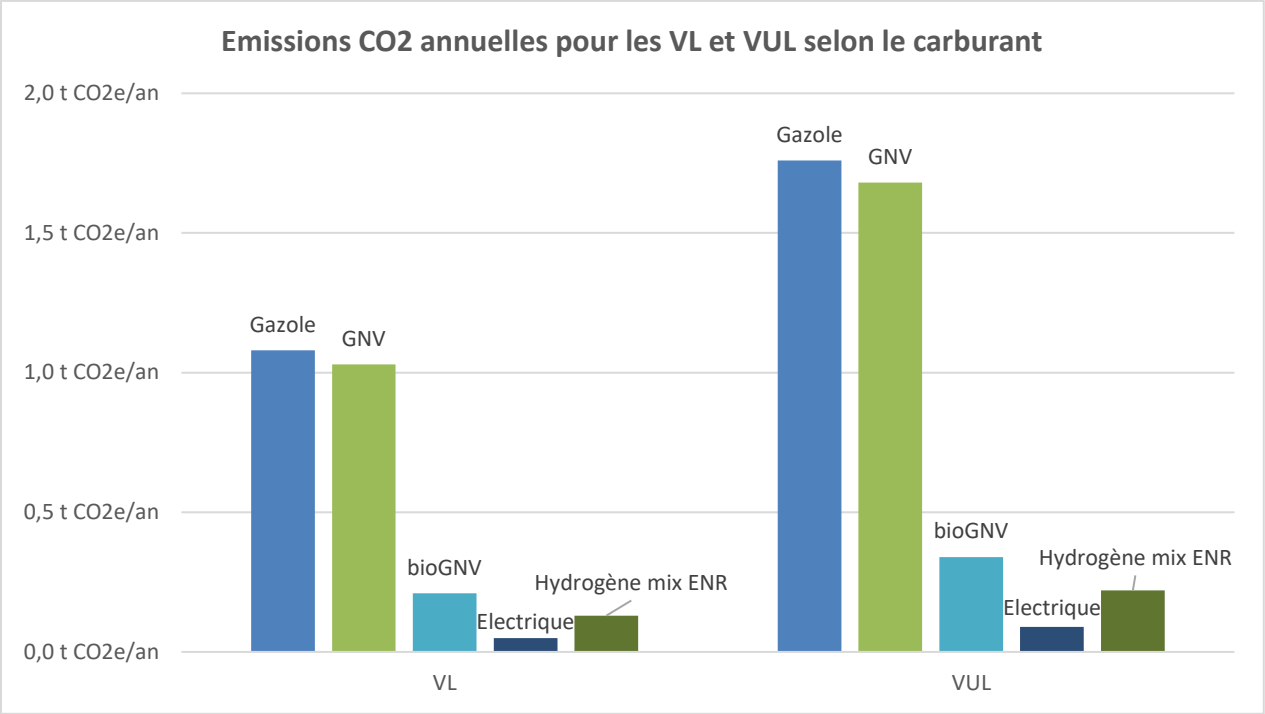
Les émissions de gaz à effet de serre sont évaluées en $kg_{equivalent}CO_2$. Les valeurs unitaires pour chaque carburant sont données ci-dessous et sont issues de la base ADEME.

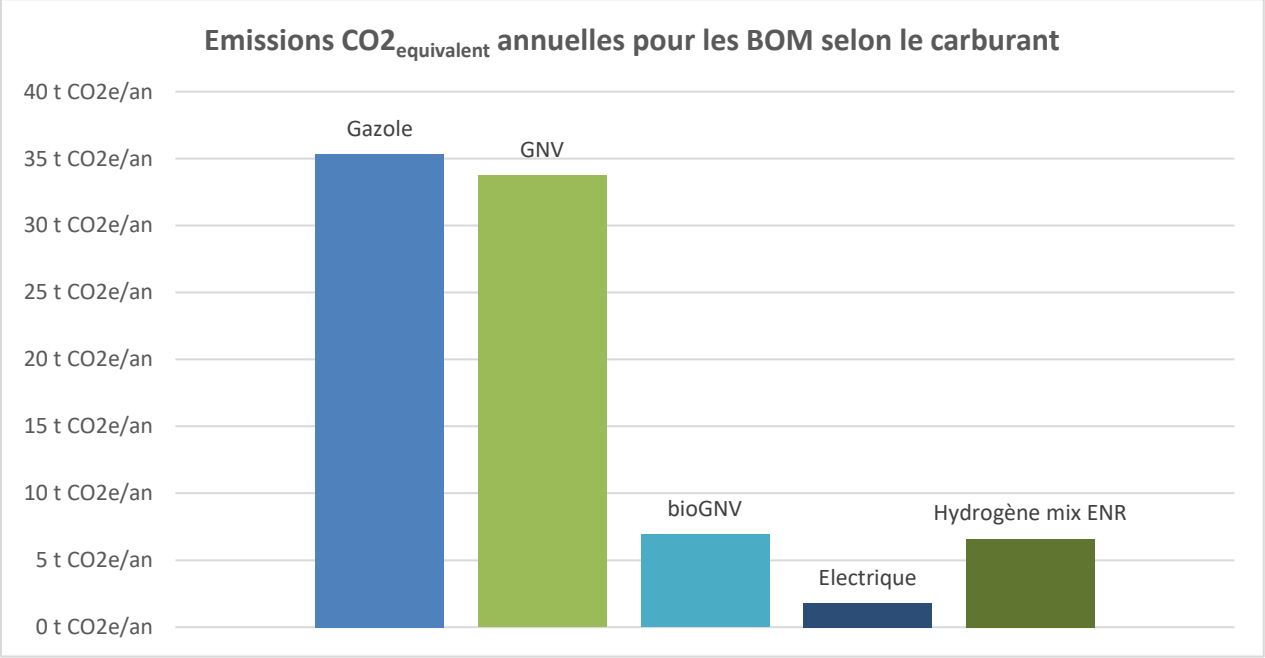
Valeurs unitaires d'émissions de gaz à effet de serre (source ADEME)			Gains par rapport au gazole
Gazole	3,1	kgCO2e/litre	/
GNC	2,96	kgCo2e/kg	5%
bioGNC	0,608	kgCo2e/kg	80%
Electrique (méthode moyenne)	0,0601	kgCO2E/kWh	95%
Hydrogène mix ENR	1,93	kgCO2e/kWh	81%

Afin d'évaluer les gains pour chaque type de véhicules de la flotte, ces données ont été rapportées à la consommation annuelle de carburant pour chaque type de véhicule. Ainsi pour les BOM, la conversion vers les carburants alternatifs permet d'éviter entre 2 tonnes (GNC) et 34 tonnes (électrique) d'émissions de gaz à effet de serre par an.

[18] Source : Projet Equilibre

Les résultats sont présentés dans les graphiques ci-dessous :





3.4. Synthèse du potentiel de consommation

L'ensemble des entretiens ont permis de recenser les véhicules suivants sur le territoire :

- 25 autocars (BORINI)
- 9 BOM (CCPMB)
- 9 Dameuses (SECMH)
- 41 Engins spéciaux (12 Combloux, 2 Contamines-Montjoie, 4 Demi-Quartier, 1 Domancy, 20 Megève, 2 Praz-sur-Arly)
- 56 véhicules lourds (21 Benedetti Guelpa , 1 Brasserie du Mont Blanc, 2 Combloux, 2 Contamines-Montjoie, 2 Demi-Quartier, 3 MEGEVAND Frères, 15 Megève, 6 Passy, 1 Prabel , 3 Praz-sur-Arly)
- 148 VUL (95 Benedetti Guelpa, 7 CCPMB, 16 Combloux, 2 Demi-Quartier, 2 Domancy, 2 Hôpitaux du Mont-Blanc, 20 Megève, 2 Praz-sur-Arly, 1 SITOM, 1 Transalp Services)
- 102 voitures (51 Benedetti Guelpa, 3 Brasserie du Mont Blanc, 3 CCPMB, 7 Combloux, 2 Contamines-Montjoie, 2 Demi-Quartier, 30 Megève, 4 Praz-sur-Arly)
- + Autres véhicules potentiels non quantifiés (acteurs non sollicités, flux de passage…)

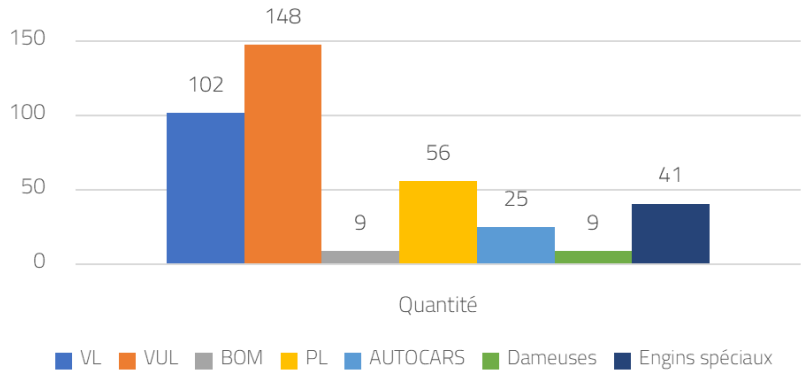


Figure 16 Répartition des véhicules identifiés

3.4.1. Identification du marché potentiel pour le GNC

Les entretiens réalisés ont permis d'établir une liste d'acteurs et de véhicules potentiels intéressés pour être convertis au GNC. Les différents acteurs identifiés et les types de véhicules concernés sont listés ci-dessous.

Acteurs	Nombre de véhicules	Type de véhicules
BORINI	25	autocars
HOPITAUX DU MONT-BLANC	1	VUL
CONTAMINES-MONTJOIE*	*5*	Navettes
BENEDETTI*	*6*	PL
MERMET	3	PL
PRABEL	2	PL
MEGEVAND*	*3*	PL
MABBOUX	3	PL
PASSY	5	PL
SAINT GERVAIS LES BAINS*	*1*	PL

*** ACTEURS n'ayant pas communiqué le nombre exact de véhicules qu'ils pourraient être amenés à convertir au GNC. Des hypothèses ont donc dû être considérées.***

Les **points positifs** du marché GNC identifiés :

- Un acteur particulièrement moteur sur le sujet : l'entreprise BORINI. L'entreprise envisage d'avoir 25 autocars qui fréquenteront la station dès la première année d'ouverture.
- Des acteurs disposent déjà de véhicules GNC : les entreprises BORINI, MERMET, MEGEVAND, PRABEL.

Les **points négatifs** du marché GNC identifiés :

  - Une forte dépendance à un seul acteur : l'entreprise BORINI, qui souhaite prendre part financièrement au projet à la condition qu'il puisse disposer d'une aire de dépôt pour une vingtaine de véhicules (incluant quelques places avec charge lente) et dans le cadre d'une ouverture de la station sous 18 mois (~ début 2024).

- Un intérêt marqué par plusieurs acteurs pour la mise en place à la fois d'un écosystème de distribution et de production. Or le projet envisagé pour cette station n'inclut pas la production.
- Certains acteurs ne disposaient pas de visibilité sur le nombre de véhicules pouvant être acquis : des hypothèses ont ainsi dû être considérées.

3.4.2. Identification du marché potentiel pour l'hydrogène

La composante hydrogène n'a pas encore de consommateur identifié sur le territoire. De ce fait, nous avons réalisé des hypothèses sur les adoptions de véhicules. A court terme, le potentiel serait inférieur à 100 kgH2/jour ce qui rend difficile la rentabilité d'une station de production & distribution. Parmi l'ensemble des acteurs sollicités, quelques acteurs ont été retenus soit par mention explicite de leur intérêt pour l'hydrogène (Brasserie du Mont-Blanc) soit par hypothèse et en procédant à une répartition entre le GNV et l'hydrogène.

Acteurs	Nombre de véhicules	Type de véhicules
Brasserie du Mont-Blanc	1 (prestataire)	PL
BENEDETTI GUELPA	2	PL
CCPMB	2	BOM
Décathlon Mountain Store*	1 (prestataire)	PL

*** ACTEURS n'ayant pas communiqué le nombre exact de véhicules qu'ils pourraient être amenés à convertir au GNC. Des hypothèses ont donc dû être considérées.***

Fiabilité des données

Il est difficile de garantir un niveau élevé quant à la fiabilité des données transmises au groupement pour plusieurs raisons. Tout d'abord, le contact au sein de la société n'est pas systématiquement le mieux placé. Généralement, la personne en charge de l'exploitation du parc véhicule sera au fait de la flotte actuelle mais ne sera pas le contact le plus au fait des choix stratégiques et/ou ambition de

renouvellement qui est communément sous la directive du responsable Qualité, Hygiène, Sécurité, Environnement (QHSE) ou du directeur de la société. De plus, les horizons ciblés peuvent être à 5 voire 10 ans. Il est difficile d'avoir un haut niveau de confiance sur ces jalons de temps du fait de l'espacement temporel et des éventuels imprévus internes ou externes. Les imprévus internes peuvent être dus à un changement de politique interne à la société tandis que les imprévus externes peuvent être à l'image du conflit entre la Russie et l'Ukraine qui a eu un impact non négligeable sur le coût de l'énergie. Un tel scénario n'aurait pu être prévisible il y a quelques années de cela.

Il est ainsi important de maintenir un échange régulier avec les acteurs afin d'affiner les estimations et les garder engagés dans le projet.

3.4.3. Présentation des scénarii

A partir de consommateurs potentiels identifiés pour chacun des carburants alternatifs, différents scénarii de consommation pour chaque carburant ont été proposés.

- Pour le GNC

Deux scénarii ont été proposés : un prudent et un volontariste.

Pour le scénario **prudent**, seules les consommations des véhicules déjà existants ou des acteurs déjà certains de s'engager dans la technologie ont été comptabilisées. Toutefois, tous les acteurs ne disposeront pas des véhicules dès la première année d'ouverture de la station. Les quantités affichées correspondent aux consommations à horizon 2026 (une fois que tous les véhicules pouvant s'avitailler au sein de la station seront achetés).

Pour le scénario **volontariste**, en plus des consommations du scénario prudent, les consommations retenues sont celles des acteurs qui envisagent la technologie (sans toutefois avoir encore complètement arrêté leur décision) ainsi que quelques véhicules de passage, compte tenu de la proximité à l'autoroute des fonciers envisagés.

	Scénario Prudent – Horizon 2026		*Scénario Volontariste – Horizon 2030*	
Acteurs	**Nb**	**Quantité annuelle GNC (t)**	**Nb**	**Quantité annuelle GNC (t)**
BORINI	25 (autocars)	225	25 (autocars)	225
HOPITAUX DU MONTBLANC	1 (VUL)	4	2 (VUL)	7
CONTAMINES-MONTJOIE	2 (autocars)	18	5 (autocars)	45
BENEDETTI	1 (PL)	11	6 (PL)	65
MERMET	3 (PL)	16	3 (PL)	16
PRABEL	1 (PL)	5	2 (PL)	12
MEGEVAND	0	0	3 (PL)	54
MABBOUX	0	0	3 (PL)	84
PASSY	0	0	5 (PL)	30
SAINT GERVAIS LES BAINS	0	0	1 (PL)	6
VEHICULES DE PASSAGE	0	0	2 (PL)	62
TOTAL	**35 véhicules**	**279 tonnes**	**57 véhicules**	**606 tonnes**

- Pour l'hydrogène

Comme sur la composante GNC, deux scénarii ont été proposés : un prudent et un volontariste.

Pour le scénario **prudent**, seules les consommations des acteurs intéressés à s'engager dans la technologie ainsi que les BOM de la CCPMB ont été comptabilisées. Toutefois, tous les acteurs ne disposeront pas des véhicules dès la première année d'ouverture de la station. Les quantités affichées correspondent aux consommations à horizon 2035 (une fois que tous les véhicules pouvant s'avitailler au sein de la station seront en exploitation). La maturité commerciale moins avancée ainsi que le surcoût des véhicules hydrogène supérieur à celui des véhicules GNC, des hypothèses plus conservatrices ont été retenus quant aux horizons de déploiement.

Pour le scénario **volontariste**, en plus des consommations du scénario prudent, les consommations retenues sont celles des acteurs qui envisagent la technologie avec une conversion plus prononcée (sans toutefois avoir encore complètement arrêté leur décision) ainsi que quelques véhicules de passage, compte tenu de la proximité à l'autoroute des fonciers envisagés.

	Scénario Prudent – Horizon 2035		*Scénario Volontariste - Horizon 2035*	
	nb	quantité annuelle H2 (t)	nb	quantité annuelle H2 (t)
BENEDETTI GUELPA	14 véhicules (3 camions, 10 VUL, 1 voiture)	9	40 véhicules (6 camions, 30 VUL, 4 voitures)	21
CCPMB	5 véhicules (4 BOM, 1PL)	9	5 véhicules (4 BOM, 1 PL)	9
COMBLOUX	0 véhicule	0	3 véhicules (2 VUL, 1 voiture)	<1
DEMI-QUARTIER	0 véhicule	0	2 véhicules (1 VU, 1 VUL)	<1
DOMANCY	0 véhicule	0	1 véhicule (1 VUL)	<1
VEHICULES DE PASSAGE	11 véhicules (11 camions)	25	16 véhicules (16 camions)	30
MEGEVE	0 véhicule	0	13 véhicules (4 camions, 4 VUL, 5 voitures)	35
PRAZ-SUR-ARLY	0 véhicule	0	3 véhicules (1 VU, 1 camion, 1 VUL)	2
SITOM	0 véhicule	0	1 véhicules (1 VUL)	<1
TOTAL	**30 véhicules**	**43 tonnes**	**84 véhicules**	**100 tonnes**

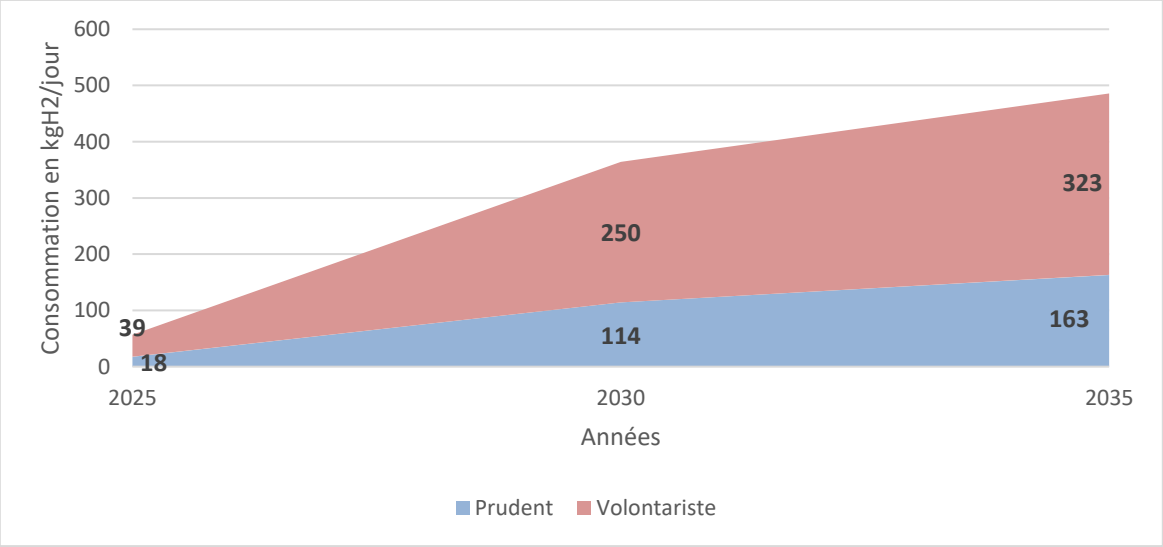


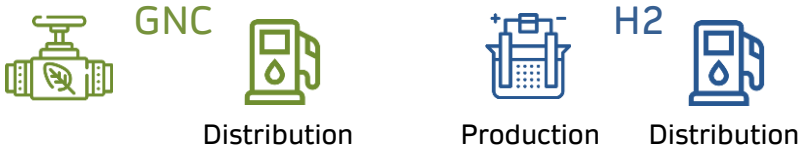
Figure 17 Potentiel de consommation estimé à l'issue de l'enquête terrain

Le développement de l'offre de véhicule hydrogène étant plus récent, des projections ont été réalisées pour estimer le potentiel de consommation à partir des véhicules identifiés sur le territoire. Plutôt que de flécher des acteurs qui ont uniquement montré un intérêt sans engagement, nous préférons souligner un potentiel de conversion à l'échelle du territoire. A la présentation de ces scénarii en comité de pilotage, les scénarii suivant ont été retenus : un scénario prudent correspondant à une distribution 43 t/an (**163** kgH2/jour) ainsi qu'un scénario plus ambitieux que le scénario volontariste proposé de production **et** distribution de 123 t/an (**400** kgH2/jour) correspondant aux exigences de l'ADEME sur son précédent appel à projet. Ce second scénario a été réévalué comparé au potentiel de consommation identifié.

4. Phase 3 : Etude de dimensionnement technico-économique des scénarii

Les 3 scénarii étudiés dans la dernière phase d'étude sont les suivants :

- Scénario 1 : Station multi-énergies GNC & H2 sur l'aire de régulation de Passy (scénario volontaire)

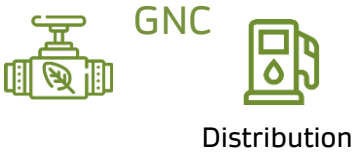


Ici, la station multi-énergies est composé d'un raccordement au réseau de gaz avec une distribution ainsi qu'une production & distribution d'hydrogène.

- Scénario 2 : Station multi-énergies sur l'aire de régulation de Passy avec une composante hydrogène réduite (scénario prudent)

Dans ce second scénario, la brique GNV ne diffère pas. Seule la composante hydrogène évolue. Nous réduirons la distribution maximale conformément au scénario prudent et par conséquent nous proposons une livraison d'hydrogène sur site avec une distribution.

- Scénario 3 : Station GNC exclusive sur le site de Sallanches



Enfin, nous étudierons la mise en place d'une station GNV unique, sans composante hydrogène.

4.1. Hypothèses et méthodologie

4.1.1. Hypothèse et méthodologies générales communes

Dans le détail du dimensionnement technico-économique des scénarii 1 et 2 présentés ci-après, incluant à la fois de la distribution de GNC et d'H2, deux modèles d'affaire seront présentés : un pour le GNC et un pour l'H2. Toutefois, dans le cadre d'une station multi-énergies, un certain nombre

d'investissements peuvent être mutualisés entre les différentes énergies. Ainsi, les postes de dépenses ci-dessous seront ventilés à 50% dans le modèle économique du GNC et à 50% dans le modèle économique de l'H2.

- Le raccordement électrique qui comprend l'alimentation des distributeurs, l'éclairage du site (en partie ATEX pour les parties GNC & H2), la vérification de la conformité par un organisme de contrôle et l'acquisition d'un transformateur électrique. Cela est valorisé à 90k€.
- L'achat du foncier : valorisé à hauteur de 550 000 € dans le cas d'une station multi-énergies (surface de 5 000 m² à 110[19] €/m²).

Également, une hypothèse commune a été prise en compte pour le prix de l'électricité : 220 €HTVA/MWh (prix observé en France en juin 2022 pour une consommation de type industrielle correspondante à celle d'une station multi-énergies).

4.1.2. GNC : hypothèse et méthodologie

- **Postes d'investissement considérés**

En plus des postes d'investissements mutualisés dans le cadre d'une station multi-énergies, pour l'investissement d'une station GNV, il est nécessaire de prendre en compte :

- L'aménagement du site qui comprend le terrassement, le VRD (Voiries et Réseaux Divers) et le génie civil : installation du chantier, reprise de la voirie, mise en place des réseaux électricité et gaz, créations des ouvrages divers (canalisations)…
- Les installations GNC qui comprennent les compresseurs, les bouteilles de stockage et la distribution du GNV : flexibles et mode de paiement.
- La partie liée à la sécurité incendie,
- Les bureaux d'études extérieurs qui réaliseront les différentes études nécessaires à la création de la station : analyse et étude risque foudre, analyse et impact acoustique, étude de sol…
- La maitrise d'œuvre,
- Le raccordement au réseau de gaz. Dans le cadre de cette étude, compte tenu du calendrier imparti, il n'a pas été possible de réaliser d'étude de faisabilité auprès des opérateurs du réseau de gaz : GRDF pour Passy et RGES pour Sallanches. Ainsi, il a été considéré le coût de raccordement minimal forfaitaire appliqué par GRDF sur l'ensemble des projets, soit 1,2 k€. Une étude de faisabilité sera à réaliser sur la localisation retenue auprès de l'opérateur concerné pour évaluer précisément le coût de ce raccordement.

Il a également été supposé un amortissement de la station sur 12 ans.

Remarque : A noter que dans le scénario 3, distribuant exclusivement du GNC, les investissements liés à l'aménagement du site (terrassement, VRD, Génie Civil), à l'électricité et à l'achat du foncier, seront

[19] Montant du foncier communiqué par la CCPMB

intégralement supportés par la station GNC. Dans ce scénario, l'achat du foncier est néanmoins moins coûteux car 2 000m² suffisent pour implanter la station mono-énergie (220 000€).

- **Dimensionnement de la station**

Afin de ravitailler tous les véhicules, il a été supposé une station en charge rapide composée de 3 pistes pour chacun des scénarii GNC. Il est considéré que la station sera ouverte 24H/24 et 7J/7. Le dimensionnement des équipements de compression et de stockage est effectué à partir des utilisations de pointe, c'est-à-dire à la période de la journée où le nombre de véhicules venant s'avitailler est le plus important. Cela permet ainsi aux utilisateurs de pouvoir s'avitailler sans délai d'attente et avec une durée de remplissage équivalente à celle d'un véhicule diesel. Ce choix oblige à choisir des compresseurs avec un fort débit de compression. Cependant, cela est nécessaire pour assurer la satisfaction des clients.

Le débit de compression nécessaire est dépendant de la pression du réseau à l'endroit envisagé pour la station. Les pressions disponibles seront précisément communiquées une fois les demandes de faisabilité de raccordement réalisées auprès des gestionnaires de réseau mais des ordres de grandeur ont été communiqués par RGES et GRDF afin de pouvoir réaliser le dimensionnement de cette étude. Ainsi :

- Sur Passy : 2,8 bar
- Sur Sallanches : 2,2 bar

- **Charges annuelles de la station**

Concernant les coûts d'exploitation de la station GNC, on retrouve les éléments suivants :

- L'achat du gaz naturel auprès des fournisseurs de gaz. Il a été pris ici un prix de la molécule de 78 €HTTT/MWh en 2024 (prix calendar +2), 63 €HTTT/MWh en 2025 (prix calendar +3) et 50 €HTTT/MWh pour 2026 (prix calendar +4) et les années qui suivent. Ce prix est basé sur les données de marché futures de POWERNEXT en date du 8 juin 2022. Cela correspond donc à un prix du gaz acheté variant entre 0,91€HTVA/kg et 1,31€HTVA/kg. Le prix du gaz doit également prendre en compte l'achat de garanties d'origines pour le bioGNV. Il est supposé qu'une garantie d'origine a un coût de 0,07 €/kg pour l'exploitant.
- Les frais de maintenance de la station : estimés à 0,013 €HT/kg gaz.
- Les pièces de rechange : ce poste correspond au remplacement de certains éléments de la station pour laquelle la durée de vie est plus courte que celle de la station.

➢ **Etablissement du prix du gaz fixé pour la station**

Le prix du gaz facturé par les exploitants de station est indexé sur le prix de marché du gaz (prix PEG), il varie ainsi régulièrement au fil des mois. Dans le cadre de cette étude, un prix de vente unitaire fixe sera considéré pour chaque projet. Pour le calculer, la méthodologie suivante est employée :

Il est admis que, pour les investisseurs et les opérateurs de station, les projets sont considérés comme attractifs dès lors que leur TRI atteint 10%. Ainsi, pour chaque scénario le prix de vente

fixé correspondra au prix de vente pour lequel le TRI du projet atteint 10%. Plus le prix de vente fixé sera faible, plus cette énergie pourra être compétitive face aux autres carburants (le gazole notamment) et plus le projet sera viable.

A titre de comparaison, l'évolution des prix moyens du GNC[20] et du gazole[21] sur la période août 2019 à juin 2022 est présenté ci-dessous.

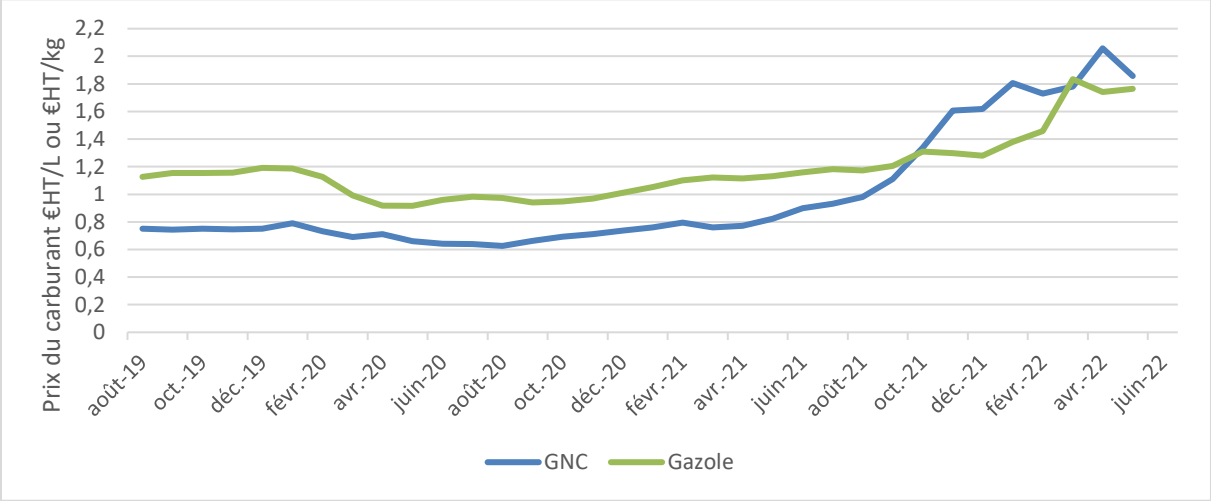


Figure 18 Evolution du nombre de véhicules par type et de la quantité totale de GNC distribuée

Analyse : il est constaté qu'avant l'été 2021, début de la crise que nous connaissons actuellement sur le coût des énergies, le coût du kilogramme de GNC était inférieur de 20 à 30 centimes par rapport au litre de gazole (rappel : en première approche, 1kg de GNC permet de couvrir la même distance qu'un litre de gazole). Dans ces conditions, rouler au GNC est compétitif par rapport au gazole car le surcoût à l'achat des véhicules peut être compensé par les gains sur l'exploitation avec la diminution des frais d'achat de carburant. Depuis l'été 2021, les deux carburants ont tous deux vu leur prix considérablement augmenter, particulièrement le GNC qui est dorénavant plus cher que le gazole. Cette énergie représente actuellement un surcoût y compris à l'exploitation par rapport au gazole. La volatilité du marché ne permet pas de prédire comment évolueront ces prix à l'avenir.

[20] Source : https://www.cnr.fr/espaces/13/indicateurs/85?noContext=1
[21] Source : https://www.cnr.fr/espaces/13/indicateurs/26?noContext=1

4.1.3. Hydrogène : hypothèse et méthodologie

- **Postes d'investissement considérés**

En plus des postes d'investissements mutualisés dans le cadre d'une station multi-énergies, pour l'investissement d'une station hydrogène, il est nécessaire de prendre en compte :

- L'aménagement du site qui comprend le terrassement, le VRD (Voiries et Réseaux Divers) et le génie civil : installation du chantier, reprise de la voirie, mise en place des réseaux électricité
- Les installations H2 qui comprennent les compresseurs, les bouteilles de stockage et la distribution de l'hydrogène : flexibles et mode de paiement.
- La partie liée à la sécurité incendie,
- Les bureaux d'études extérieurs qui réaliseront les différentes études nécessaires à la création de la station : analyse et étude risque foudre, analyse et impact acoustique, étude de sol…
- La maitrise d'œuvre,
- La formation du personnel
- Les équipements de communication homme/machine.

Il a également été supposé un amortissement de la station sur 15 ans.

La composante production englobe les équipements suivants :

- L'électrolyseur
- Le stockage tampon

La composante distribution contient quant à elle :

- Les compresseurs
- Les bouteilles de stockage
- Les bornes de distribution

- **Dimensionnement de la station**

Afin de ravitailler tous les véhicules, il a été supposé une station en charge rapide composée de 3 pistes pour le scénario 1 et 2 pistes pour le scénario 2. Il est considéré que la station sera ouverte 24H/24 et 7J/7 mais nous prendrons en compte dans les recettes une distribution 5j/7 pour les BOM ainsi que 6j/7 pour les PL et les VL. Le dimensionnement des équipements de compression et de stockage est effectué en fonction de la consommation journalière. Nous avons considéré un jour de stockage pour permettre aux utilisateurs de pouvoir s'avitailler sans délai d'attente et avec une durée de remplissage équivalente à celle d'un véhicule diesel. Ce choix oblige à choisir des compresseurs pouvant monter à 500 et 900 bars ainsi qu'un volume de stockage conséquent. Chaque compresseur sera mis en redondance en cas de panne ou de maintenance (les propriétés de l'hydrogène mettent les compresseurs à rude épreuve selon la technologie).

- **Charges annuelles de la station**

Concernant les coûts d'exploitation de la station hydrogène, on retrouve les éléments suivants :

- L'achat de l'électricité auprès du fournisseur d'énergie (220€HTVA/MWh). L'électricité est utilisée à la fois comme intrant au sein du procédé d'électrolyse mais également pour faire fonctionner les compresseurs sur la station. Plusieurs contrats sont envisageables dont des contrats de gré à gré avec des énergéticiens pour bénéficier d'électricité renouvelable ou de garantie d'origine.
- L'achat de l'eau issue du réseau à un coût de 4€/m^3
- Les frais d'opération et de maintenance de la station : estimés à 5% de l'investissement.
- Les frais d'assurance et d'exploitation : 0,5% de l'investissement
- Le remplacement des membranes de l'électrolyseur

- **Etablissement du prix de l'hydrogène pour la station**

A la différence du GNV, le prix de l'hydrogène facturé par les exploitants de station n'est pas indexé sur un prix de marché. Généralement, il faut souscrire un contrat auprès de l'exploitant qui s'engage à facturer un prix convenu sur une période donnée. Ce prix pourra être revu à la baisse au fil des années mais ne pourra être réhaussé. A l'heure actuelle en France, il n'est pas encore possible de venir s'avitailler directement à une station et de régler avec sa carte bancaire.

Dans le cadre de cette étude, un prix de vente unitaire fixe sera considéré pour chaque projet. Pour le calculer, la méthodologie suivante est employée :

Il est admis que, pour les investisseurs et les opérateurs de station, les projets peuvent prétendre à un soulèvement bancaire dès lors que leur TRI dépasse 4%. Ainsi, pour chaque scénario le prix de vente fixé correspondra au prix de vente pour lequel le TRI du projet atteint 4%. Plus le prix de vente fixé sera faible, plus cette énergie pourra être compétitive face aux autres carburants (le gazole notamment) et plus le projet sera viable.

- **Impact du prix de l'électricité sur le coût de revient de l'hydrogène**

La production d'hydrogène par électrolyse a comme principal intrant de l'électricité. Aussi, la faible densité volumique de l'hydrogène nécessite de le comprimer à haute pression ce qui rajoute une consommation électrique importante. L'augmentation du prix de l'électricité a un impact non négligeable sur le projet. En effet, la Figure 19 Evolution du coût de revient de l'hydrogène en fonction du prix de l'électricité Figure 19 montre que l'augmentation du prix de l'électricité de 60 à 220 €HTVA/MWh multiplie par 2 le coût de production passant de 8€HTVA/kgH2 à 16€HTVA/kgH2 tandis que la distribution est impactée d'1€HTVA/kgH2 seulement. Nous tiendrons compte de ces éléments dans le second scénario.

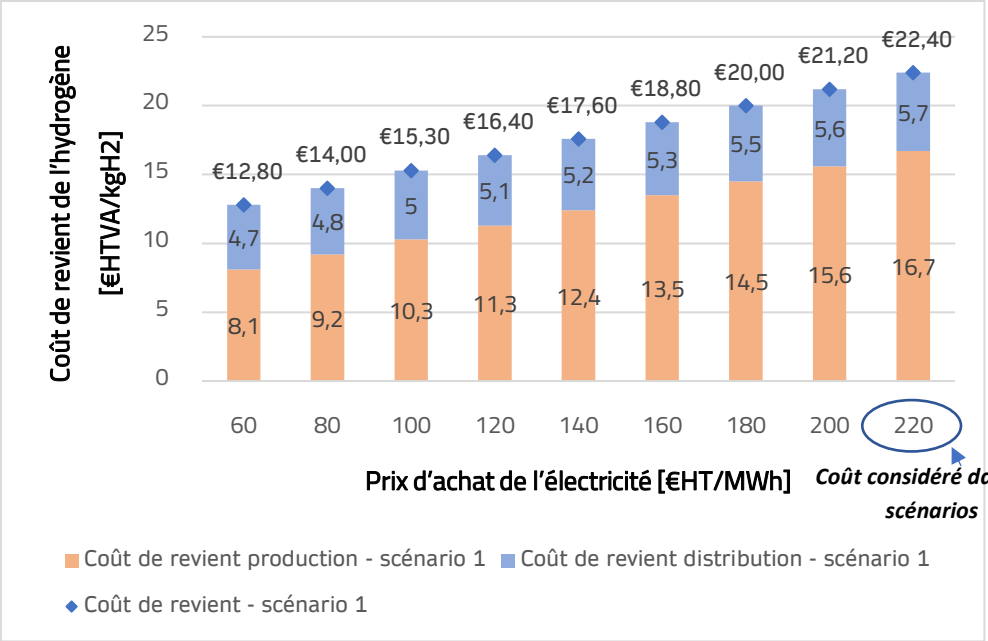


Figure 19 Evolution du coût de revient de l'hydrogène en fonction du prix de l'électricité

4.2.Scénario 1 – Une station multi-énergies de forte capacité

4.2.1. Dimensionnement GNC

➢ **Eléments techniques**

<u>Volume de gaz distribué</u>

Dans ce scénario, les bornes GNC seraient utilisées par les transporteurs suivants avec à terme les véhicules détaillés dans le tableau ci-dessous :

Transporteurs	Nombre de véhicules	Type de véhicules	Consommation tonnes par an
BORINI	25	autocars	225
HOPITAUX DU MONTBLANC	1	VUL	7
CONTAMINES-MONTJOIE	5	Navettes	45
BENEDETTI	6	PL	65
MERMET	3	PL	16
PRABEL	2	PL	12
MEGEVAND	3	PL	54
MABBOUX	3	PL	84
PASSY	5	PL	30
SAINT GERVAIS LES BAINS	1	PL	6
VEHICULES DE PASSAGE	2	PL	62

Afin de prendre en compte le renouvellement progressif des véhicules, il a été supposé un plan de renouvellement détaillé en annexe 6.1. La montée en charge du nombre de véhicules s'avitaillant dans la station est détaillée dans le graphique ci-dessous.

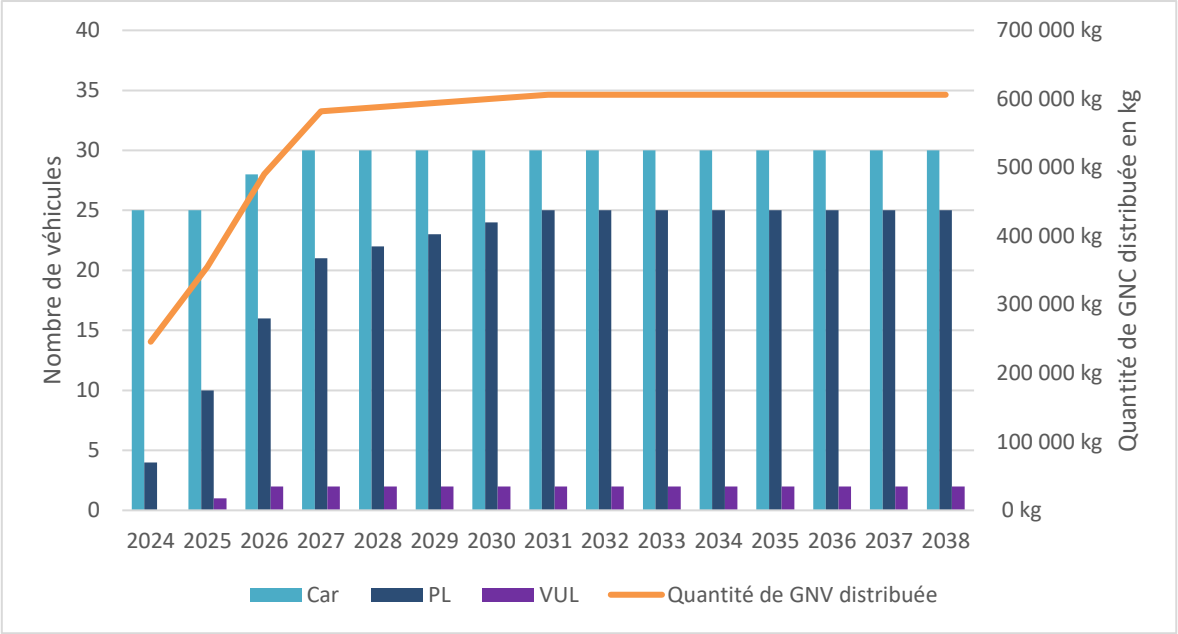


Figure 20 Evolution du nombre de véhicules par type et de la quantité totale de GNC distribuée

Ainsi, à terme la station doit pouvoir avitailler 57 véhicules par jour, représentant **606 tonnes** à l'année.

Raccordement au réseau de gaz :

Le réseau de gaz sur Passy est opéré par GRDF. Celui-ci a indiqué que le raccordement était envisageable sur la parcelle envisagée. Toutefois, une étude terrain/travaux sera à réaliser compte tenu de l'extension nécessaire du réseau incluant la traversée de la RN205 afin d'évaluer le coût du raccordement et de confirmer la faisabilité.

Dimensionnement des compresseurs :

Pour ce scénario, un débit minimal de compression de 800 Nm^3/h avec 70 bouteilles de stockage de 80 L à 250 bars sont nécessaires pour ravitailler tous les véhicules convenablement.

Il est proposé ici de mettre en place deux compresseurs de taille équivalente (selon les débits proposés par les compressoristes) avec un débit minimal total de 800 Nm^3/h. L'intérêt d'avoir deux compresseurs est de pouvoir continuer à avitailler des véhicules (à vitesse de remplissage réduite) en cas de panne ou de maintenance de l'autre compresseur.

Investissement :

Pour cette station, on arrive alors à un investissement total, en 2024, de **1 596 k€HT.** La répartition de l'investissement est détaillée dans le graphique ci-dessous.

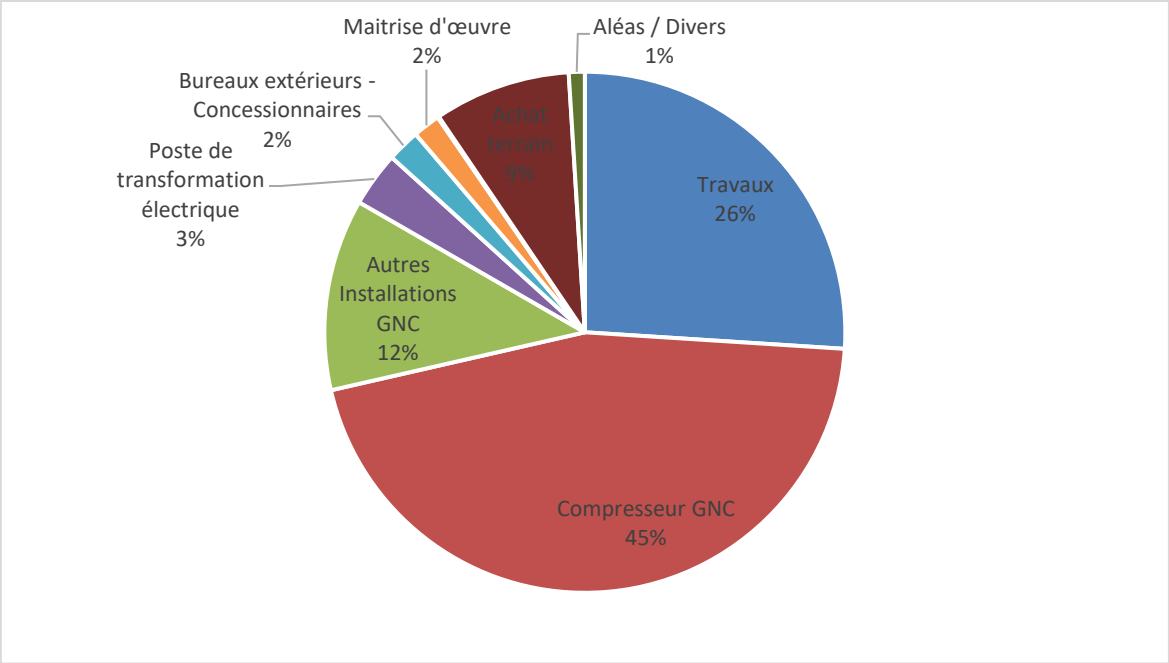


Figure 21 Investissements nécessaires - scénario 1

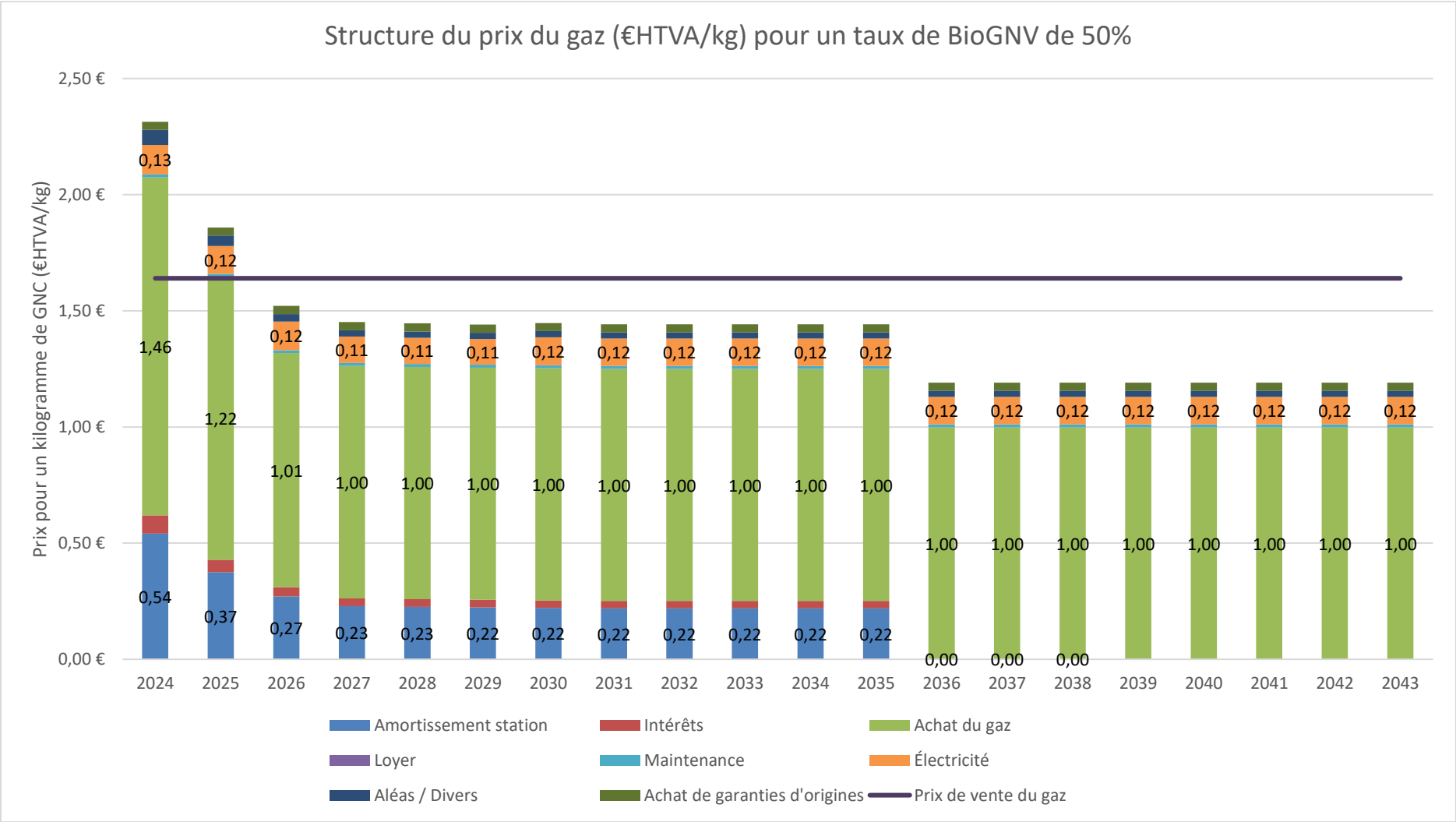
On remarque que les plus gros postes d'investissement sont dus aux installations GNC et aux travaux de génie civil, terrassement et VRD (Voirie et Réseau Divers).

<u>Prix de vente du GNV :</u>

Pour obtenir un TRI de l'ordre de 10% pour ce projet de station, le prix de vente du GNV est fixé comme suit pour ce projet :

0% bioGNV	50% bioGNV	100% bioGNV
1,60 €HTVA / kg	**1,64 €HTVA / kg**	**1,68 €HTVA / kg**

<u>Analyse du prix de revient du GNC :</u>

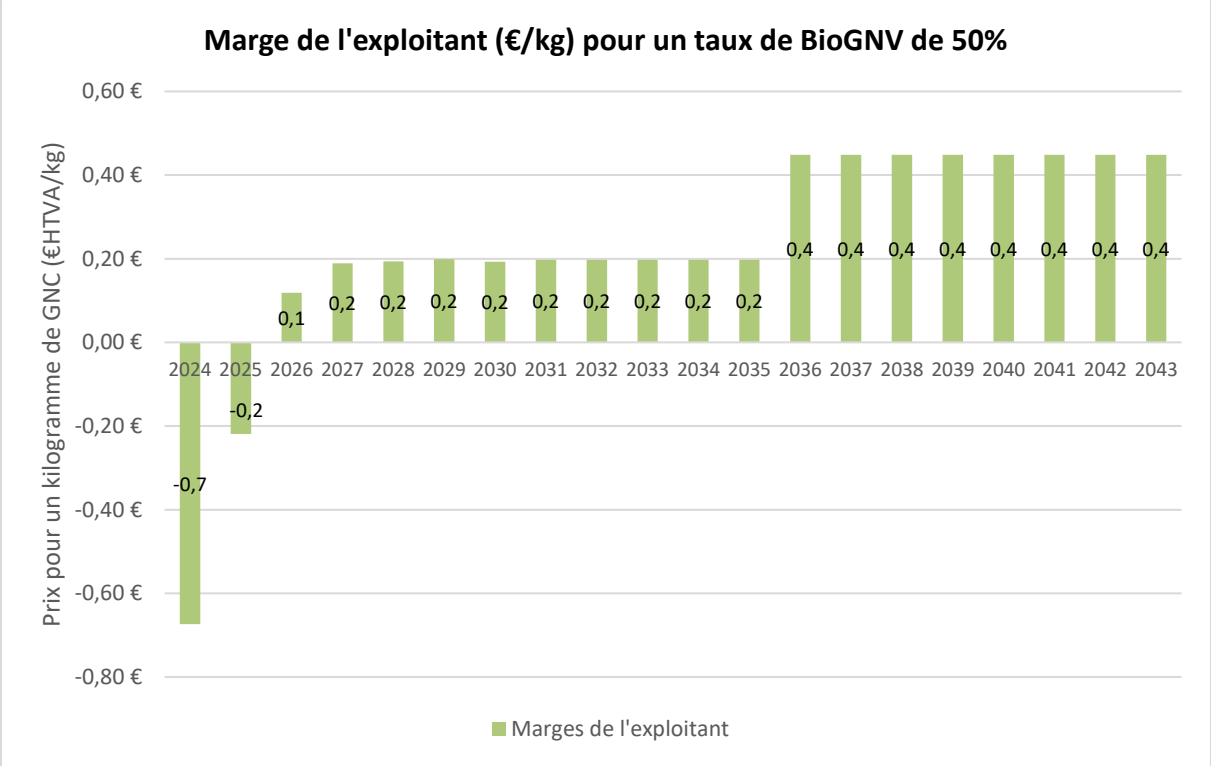

Structure du prix du gaz (€HTVA/kg) pour un taux de BioGNV de 50%
Prix pour un kilogramme de GNC (€HTVA/kg)
2,50 €
2,00 €
1,50 €
1,00 €
0,50 €
0,00 €
2024 2025 2026 2027 2028 2029 2030 2031 2032 2033 2034 2035 2036 2037 2038 2039 2040 2041 2042 2043
0,13 0,12 0,12 0,11 0,11 0,11 0,12 0,12 0,12 0,12 0,12 0,12 0,12 0,12 0,12 0,12 0,12 0,12 0,12 0,12
1,46 1,22 1,01 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00 1,00
0,54 0,37 0,27 0,23 0,23 0,22 0,22 0,22 0,22 0,22 0,22 0,22 0,00 0,00 0,00
Amortissement station
Intérêts
Achat du gaz
Loyer
Maintenance
Électricité
Aléas / Divers
Achat de garanties d'origines
Prix de vente du gaz

Ainsi, il est constaté que dans ce scénario, les deux premières années, le prix de revient du gaz est supérieur à son prix de vente (1,64€HTVA/kg pour 50% de bioGNC) et donc aucune marge n'est réalisée, des pertes sont mêmes existantes. Ce coût élevé s'explique par l'amortissement de la station qui est pris en compte dès la première année malgré une quantité de gaz vendu non optimale. Jusqu'en 2035 (fin de la période d'amortissement), cette part de l'amortissement représente 23% de la structure du prix de revient du gaz la première année pour ensuite diminuer progressivement jusqu'en 2035 où elle ne représente plus que 15% de la structure du coût.

Enfin, la part la plus importante dans le prix de revient du gaz est liée à l'achat du gaz par le gestionnaire de la station. On constate que ce prix d'achat est très important en 2024 puis redescend progressivement en 2025 et 2026 conformément aux données futures du prix de marché prises en compte. Selon les années, l'achat du gaz représente entre 63% et 69% du prix de revient. Ces données sur le prix d'achat du gaz sont à prendre avec précautions en fonction de l'évolution du coût de la molécule de gaz naturel et devront être mis à jour au moment du lancement définitif de projet de station.

Marge et bilan financier :

Les charges de la station, ainsi que le prix moyen de vente du GNC permettent d'obtenir les marges réalisables par le gestionnaire de la station selon les années.



Comme expliqué précédemment, le coût de revient du gaz les premières années est très élevé. Cependant, le gestionnaire de la station ne pourra pas appliquer ce prix de vente du gaz à ses clients sous peine de ne pas intéresser les transporteurs à venir s'avitailler au sein de cette station. On observe donc que jusqu'en 2025 les marges de l'exploitant sont négatives.

Cette marge unitaire permet d'en déduire le bilan financier de la station, hors impôts. Trois bilans financiers ont été établis en fonction de la quantité de bioGNC vendu : 0% de bioGNC, 50% de bioGNC et 100% de bioGNC. On observe alors que plus la part de bioGNC est élevée, plus la rentabilité est élevée, car une marge supplémentaire est prélevée lors de la vente de bioGNC. Toutefois, la tendance actuelle chez les exploitants de station, est de prendre une marge très faible sur le GNC (de l'ordre 0,01€HTVA de marge). Ainsi, l'impact de la part de bioGNC sur le bilan financier est très faible.

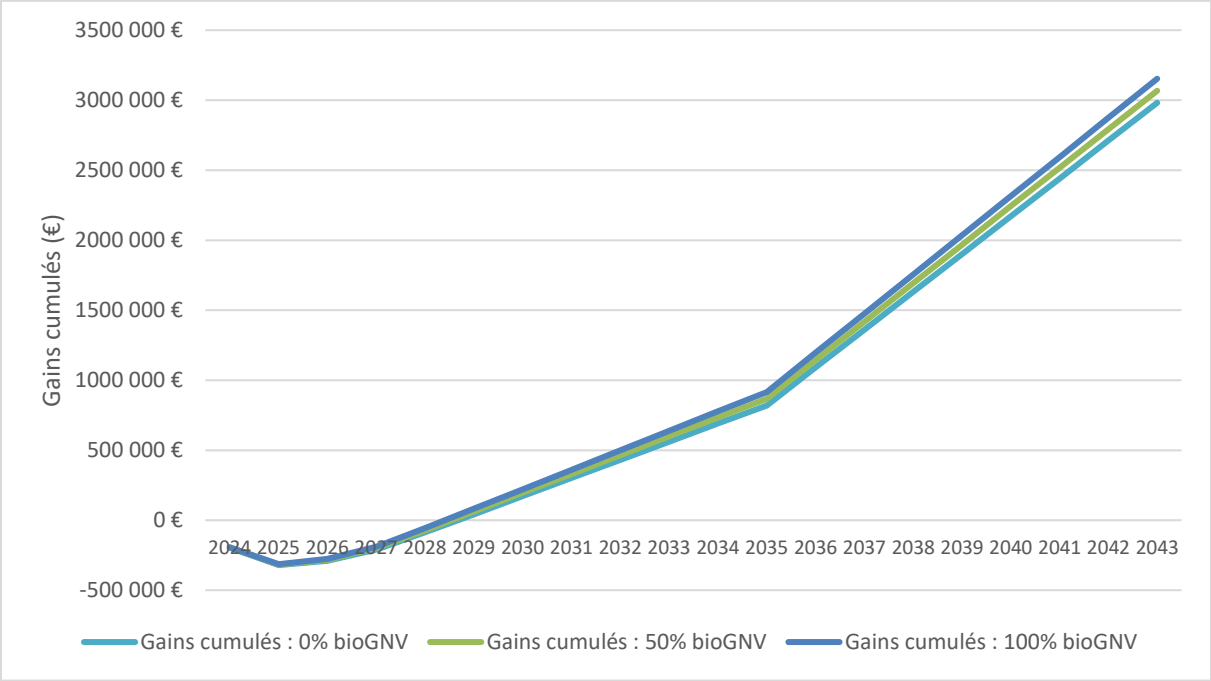


Figure 22 Bilan financier (hors impôts)

En conclusion, pour ce scénario 1, avec un prix unitaire fixé à 1,64 €HTVA / kg, le **bilan financier** pour 50% de bioGNC devient **positif en 2028**. Le temps de retour est de 6,8 ans (TRI 10%).

4.2.2. Dimensionnement hydrogène

- **Eléments techniques**

Volume d'hydrogène distribué

Dans ce scénario, les bornes hydrogène seraient utilisées pour avitailler des VL, VUL, VU ainsi que des PL et BOM de la collectivité avec à terme, 15 PL, 22 VL/VUL et 4 BOM. Nous avons pris en compte dans notre scénario la réduction du nombre de BOM en exploitation envisagé par la CCPMB. A terme la distribution s'élève à 400 kgH2/jour répartie entre une pression de 350 bars et une de 700 bars. Aux vues des tendances de développement des fournisseurs de solution et des objectifs de déploiement de véhicule H2 sur des trajets longues distances, la majorité de l'hydrogène est assignée à une pression de 700 bars.

Afin de prendre en compte le renouvellement progressif des véhicules, il a été supposé un plan de renouvellement des véhicules induisant la montée en charge s'avitaillant dans la station ci-dessous :

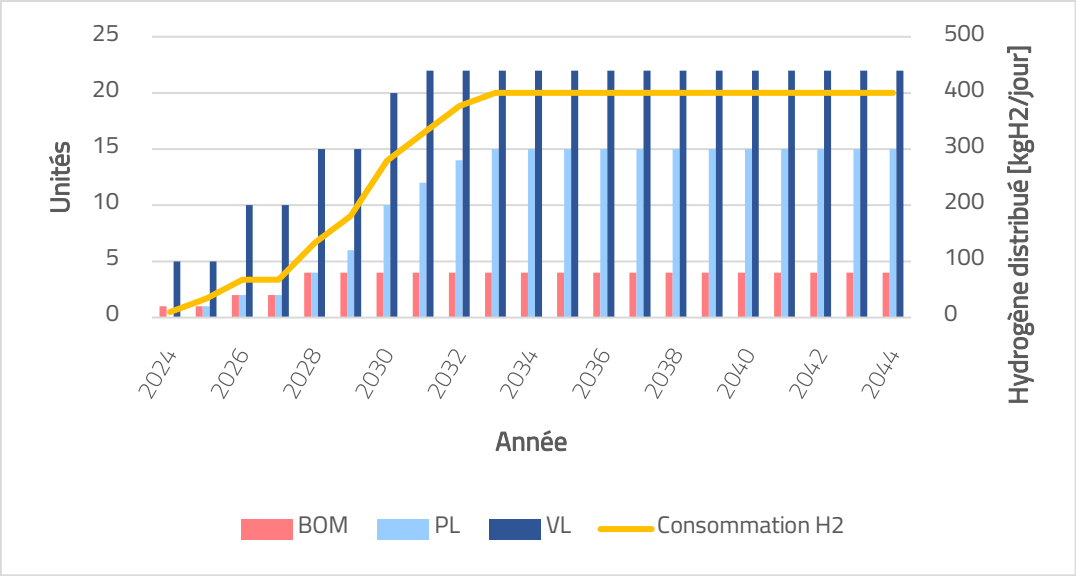


Figure 23 Montée en charge de la station de production & distribution H2 du scénario 1

Production d'hydrogène

Pour répondre aux besoins indiqués précédemment, la production d'hydrogène sera assurée par un électrolyseur d'une puissance d'1MW permettant de produire 400 kgH2/jour. Une technologie alcaline de chez McPhy a été retenue car plus compétitive à ce jour avec un facteur de charge de 7992 heures/an. La consommation est estimée à 58kWh/kgH2[22]. L'investissement est de l'ordre de 2 M€HT.

Compression & stockage d'hydrogène

En sortie d'électrolyseur, l'hydrogène doit être comprimé puis stocké sous haute pression du fait de sa faible densité volumique. Pour cela, deux compresseurs assureront la compression de 20 à 500 bars pour l'un et de 20 à 900 bars pour le second. Les compresseurs retenus pour le 900 bars sont de technologie hydraulique permettant un débit de 200 Nm^3/h pour une puissance de 53 kW (5kWh/kgH2). La compression à 500 bars sera réalisée par un compresseur à piston avec un débit supérieur à 10 Nm^3/h et une puissance de 40 kW (2kWh/kgH2). Le stockage d'hydrogène est effectué à l'aide d'un premier réservoir tampon permettant de stocker 20% de la production journalière soit 80 kgH2. Ce stockage permet de lisser les fluctuations de la production et d'avoir une pression homogène en amont des compresseurs. Après avoir été comprimé, environ 380 kg seront stockés à 900 bars (réservoirs type IV) et 20 kg à 500 bars (réservoirs type IV) de manière à pouvoir être transféré dans le véhicule par cascade de pression (la différence de pression permet un transfert vers le réservoir du véhicule jusqu'à atteindre une pression de 350 ou 700 bars).

Borne de distribution

[22] Données fournisseurs

Afin de permettre l'avitaillement des véhicules, 3 pistes sont proposées avec 2 bornes de distribution en 700 bars et 1 en 350. Certains fournisseurs proposent des bornes avec un pistolet 350 et 700 bars sur une même piste.

Investissement

La composante hydrogène demande un investissement lié à la production de l'hydrogène mais également pour la distribution de celui-ci. La production d'hydrogène demande un investissement d'environ 3M€ et se répartit de la manière suivante :

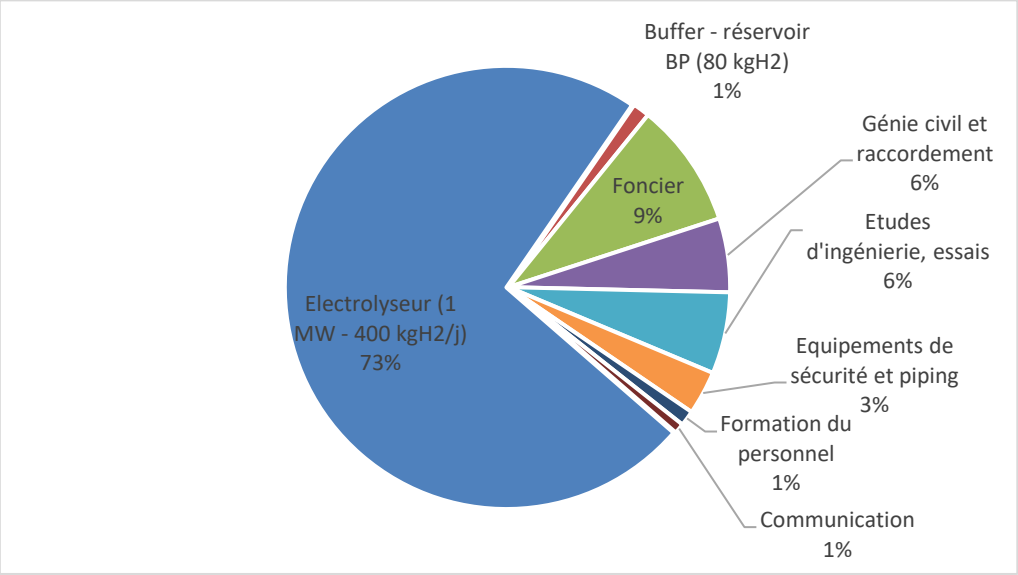


Figure 24 Répartition des investissements pour la production d'hydrogène

L'investissement pour la distribution s'élève à 2,2 M€HT et se répartit comme suit :

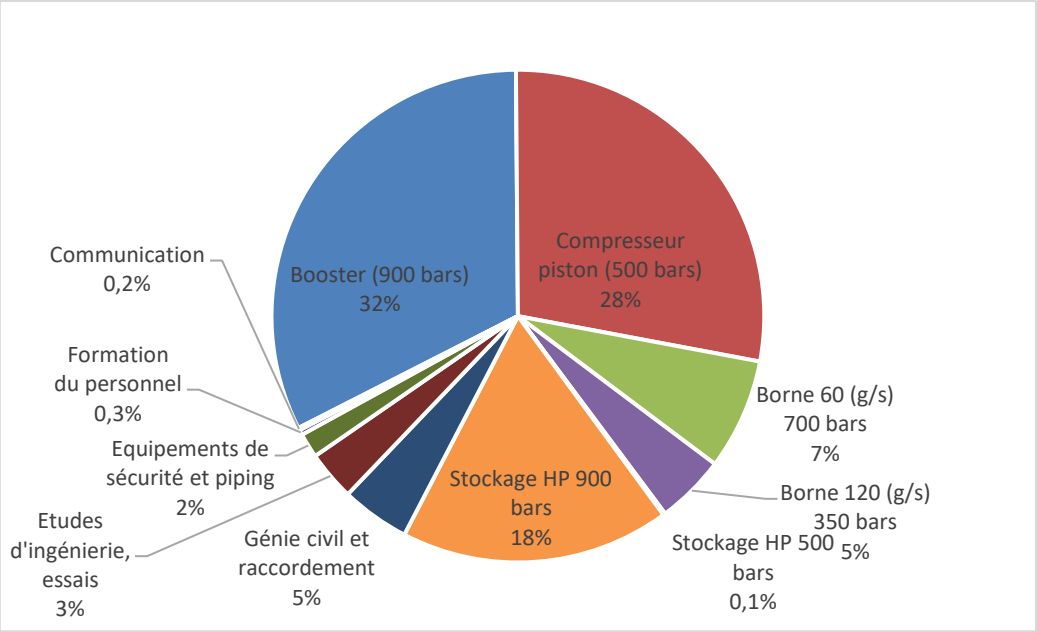


Figure 25 Répartition des investissement pour la distribution d'hydrogène

Il est à noter que le foncier a uniquement été comptabilisé dans la brique production.

<u>Structuration du coût de revient de l'hydrogène</u>

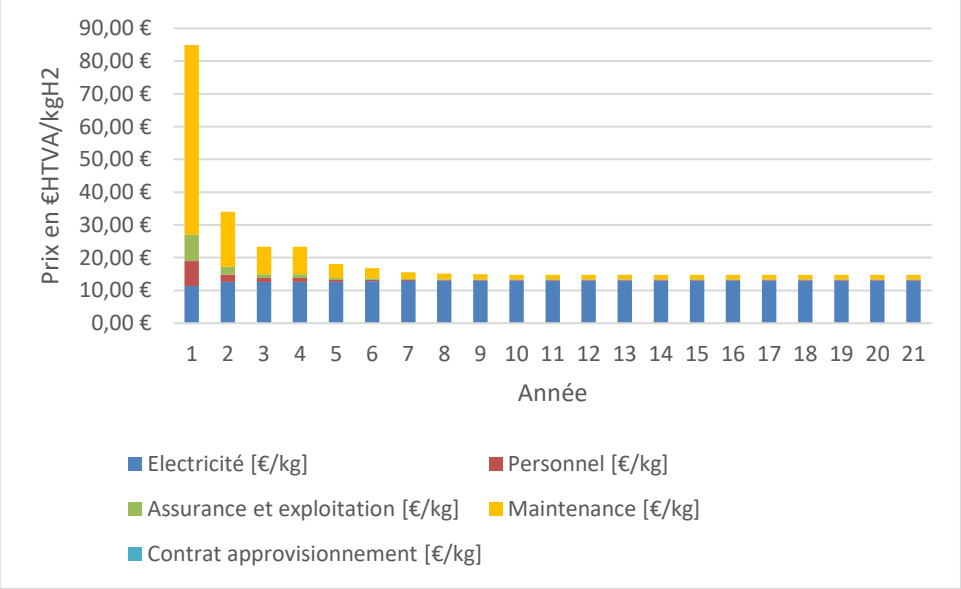


Figure 26 Structuration du coût de revient de l'hydrogène

La consommation électrique pour la production ainsi que la distribution de l'hydrogène est le plus gros poste de dépense. Avec le coût de l'énergie actuel, le coût de revient de l'hydrogène (LCOH, Levelized Cost Of Hydrogen) est donc fortement impacté. Les premières années, la maintenance représente une part élevé du coût de revient. Cela s'explique par la considération d'un contrat de maintenance

indépendant du volume distribué. La montée en charge s'étalant sur plusieurs années, le coût de la maintenance rapporté au kg produit/distribué est donc élevé.

Flux de trésorerie

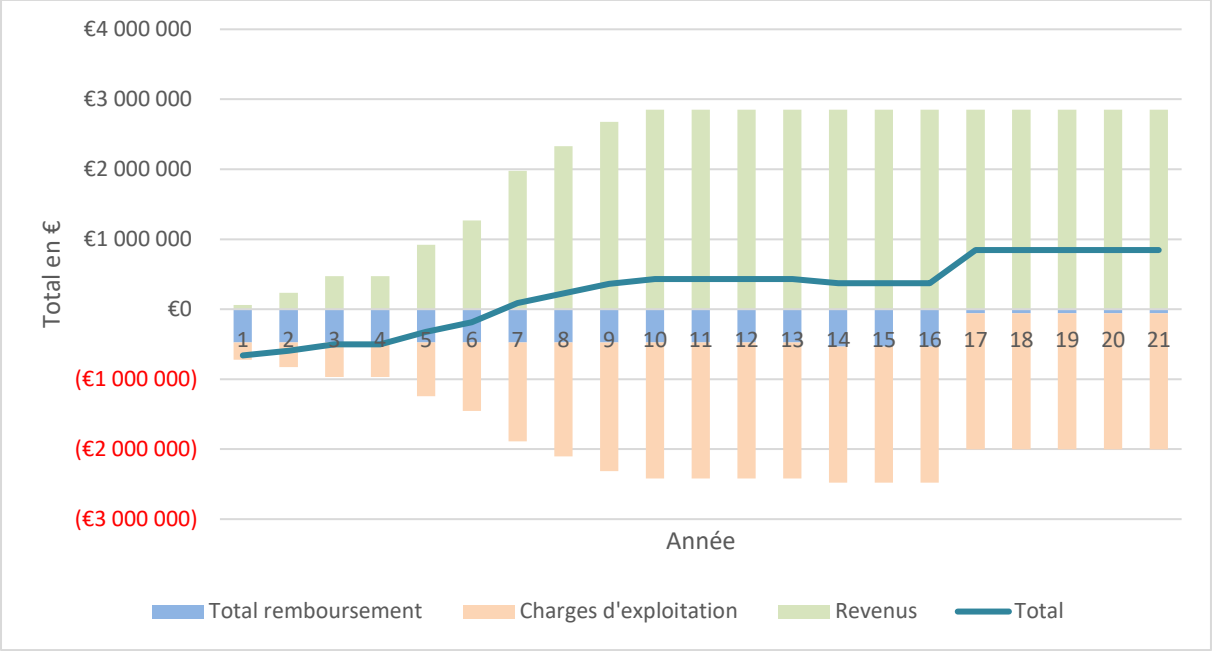


Figure 27 Flux de trésorerie pour la production & distribution d'hydrogène – scénario 1

Comme indiqué précédemment, la montée en charge de la station induit une faible production d'hydrogène donc de faibles revenus. On constate qu'à partir de l'année 7, les flux s'équilibrent pour qu'ensuite les recettes soient supérieures aux diverses dépenses. Pour valider un projet, la valeur actuelle nette (VAN) est un élément à analyser car il représente l'enrichissement par rapport à l'investissement dans le projet.

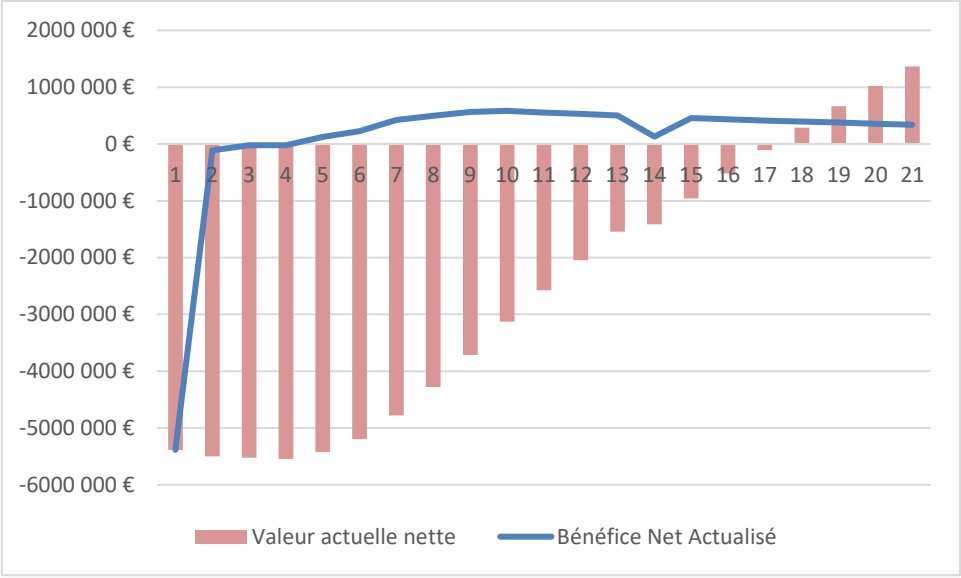


Figure 28 Valeur actuelle nette et Bénéfice net actualisé pour la composante hydrogène – scénario 1

Dans notre cas, pour maintenir un TRI projet de 4%, le prix de vente s'élève à 22,7 €HTVA/kgH2 soit environ le double du prix de vente moyen que l'on peut trouver en station à ce jour. Dans ces conditions, la composante hydrogène serait rentable à partir de la 17ème année d'exploitation.

Comme l'illustre le tableau ci-dessous, le LCOH lié à la production dégrade trop fortement le LCOH global :

Années	10 ans	15 ans	20 ans
LCOH Production	19,3 €HTVA	16,7 €HTVA	16,0 €HTVA
LCOH Distribution	8,2 €HTVA	5,7 €HTVA	4,9 €HTVA
LCOH	**27,5 €HTVA**	**22,8 €HTVA**	**20,9 €HTVA**

Pour conclure, ce scénario hydrogène assure une capacité de la station conforme aux exigences de l'ADEME sur son précédent appel à projet « Ecosystèmes hydrogène territoriaux » (1MW de production soit 400 kgH2/jour). En revanche, un faible potentiel a été identifié sur le territoire lors de l'étude de terrain. La mise en place d'un tel scénario sans avoir d'engagement de consommation implique un risque quant à la rentabilité du projet. De plus, le contexte actuel induit une augmentation conséquente du prix de l'énergie. L'électricité étant un intrant important pour la production d'hydrogène par électrolyse, l'augmentation du prix du MWh impact fortement le prix de revient de ce dernier. Pour bénéficier d'un TRI projet de 4%, le prix de vente doit être de 22,72€HTVA/kgH2 soit environ le double des tarifs habituels

Attention, l'ensemble des éléments présentés ne tiennent pas compte d'éventuelles subventions pouvant être allouées par l'ADEME ou tout autre organisme.

En conclusion, pour ce scénario 1, le prix de vente de l'hydrogène (22,7€/kgH2) pour assurer un TRI de 4% est trop élevé pour permettre un déploiement d'une telle infrastructure. Les usagers ne s'engageront pas dans le projet en l'état.

4.2.3. Synthèse du scénario 1

	GNC	H2
Nombre total de véhicules	25 PL, 30 cars, 2 VUL	15 PL, 22 VL/VUL, 4 BOM
Impact environnemental (GES évités) si 50% de bioGNC & H2 bas carbone	830 tCO_2	1 500 tCO_2
Emission de NOx	Entre -40 et -65% selon les régimes de conduite par rapport au gazole (EURO 6)	0
Emission de particules fines	-95%	0
Investissement station	1,6 M€ (hors surcoût de raccordement)	5 M€ Production = 3 M€, Distribution = 2M€
Coûts d'exploitation H2 : électricité, maintenance & exploitation, assurance GNC : fourniture gaz (incluant achat de GO pour bioGNC 50%), électricité, maintenance	720 k€ à terme	1,6 M€/an à terme
Coût unitaire du carburant à la pompe	1,64 €HTVA/kg[23] (50% bioGNC)	22,72 €HTVA/kgH2 * (vs 11-12€kgH2 avant crise)
TRI projet à 15 ans (hors intérêt et impôts, foncier inclus)	10%	4%
TRB (hors intérêt et impôts, foncier inclus)	7 ans	17 ans

Remarques :

- La station multi-énergies permet la mutualisation d'une partie des coûts entre GNV et H2 (raccordement électrique, poste de transformation, foncier, optimisation du prix de l'électricité en raison des volumes plus importants)

[23] A comparer avec *le prix unitaire du GNC avant la crise : 0,69 €HTVA/kg (prix moyen 2020) et le prix depuis la crise : 2,05 €HTVA (prix avril 2022) – source Comité National Routier*

- La localisation sur l'aire de régulation engendre une complexité liée à la gestion (possession & exploitation par des entités différentes à priori) ainsi qu'une étude de terrain à réaliser par GRDF pour évaluer le coût de raccordement
- La part du foncier dans l'investissement est importante : 16% du coût d'investissement pour le projet GNC.

Recommandations :
GNC : si la localisation est retenue, lancer **dès que possible l'étude de faisabilité** et de chiffrage des travaux raccordement auprès de GRDF

H2 : Avec le contexte actuel, **nous ne recommandons pas la production d'hydrogène** sur site qui impacte fortement le coût de revient de l'hydrogène (16,7 €HTVA/kgH2 sur 15 ans contre 5,7 €HTVA/kgH2 pour la distribution). Le groupement ne recommande pas ce scénario du fait de la composante hydrogène trop élevé. Un découplage de la production serait préférable pour éviter la répercussion de l'augmentation du coût de l'énergie sur le prix à la pompe.

4.3. Scénario 2 – Une station GNC avec un module hydrogène

4.3.1. Dimensionnement GNC

Du point de vue GNC, dans ce scénario 2, les consommations envisagées sont les mêmes que pour le scénario 1. Le dimensionnement technico-économique est donc similaire.

4.3.2. Dimensionnement hydrogène

Volume d'hydrogène distribué

Ce scénario diffère du premier par sa structuration ainsi que le volume de distribution. En effet, celui-ci se base sur le potentiel « prudent » soit 43 tH2/an. De ce fait, nous avons écarté la brique de production de ce scénario. Une livraison d'hydrogène sera réalisée. Les autres paramètres seront identiques (pressions de distribution, typologies de véhicule adressés)

Afin de prendre en compte le renouvellement progressif des véhicules, il a été supposé un plan de renouvellement des véhicules induisant la montée en charge de la station ci-dessous :

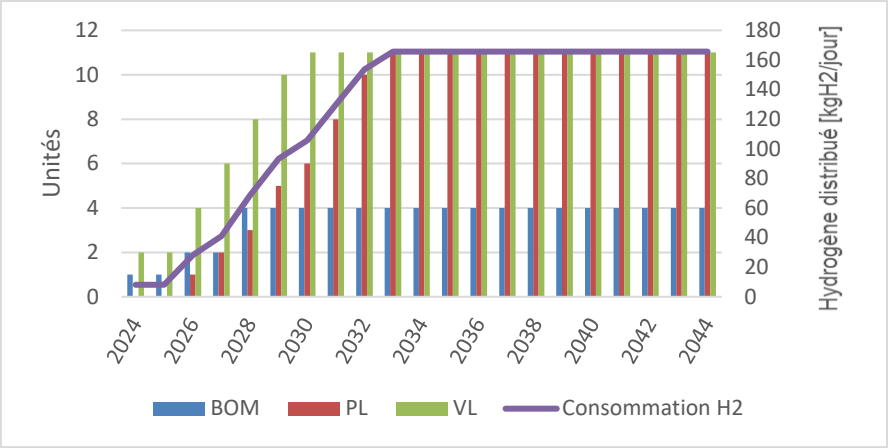


Figure 29 Montée en charge de la station de distribution H2 du scénario 2

Livraison d'hydrogène

Dans cette configuration, nous avons écarté la production d'hydrogène pour ne pas trop impacter le coût de revient de l'hydrogène. De ce fait, une livraison doit être intégrée. Un prix d'achat de la molécule de **10 €HTVA/kgH2 livré** sera retenu. Ce prix intègre une marge de sécurité. Généralement, le prix livré est de 4 à 6 €HTVA/kgH2 selon le kilométrage.

Compression & stockage d'hydrogène

L'hydrogène est généralement livré à 200 bars. Une compression reste nécessaire pour l'avitaillement des véhicules. Afin de réduire l'investissement lié aux compresseurs, seulement 2 compresseurs seront mis en place au lieu de 4 comme dans le scénario précédent. Les boosters hydrauliques utilisés dans le scénario 1 sont suffisamment performant (200 Nm^3/h) pour comprimer l'ensemble du volume journalier à 900 bars puis, par cascade de pression, stocker à 500 bars le volume correspondant à la demande. Le stockage d'hydrogène est effectué à l'aide de réservoirs type IV : 160 kg seront stockés à 900 bars et moins de 10 kg à 500 bars.

Borne de distribution

L'exploitation réduite vis-à-vis du premier scénario permet de passer le nombre de borne de 3 à 2, assurant la distribution en 350 et en 700 bars.

Investissement

La composante hydrogène demande cette fois ci uniquement un poste de distribution dont le montant total s'élève à 1,45 M€HT et se décompose comme suit :

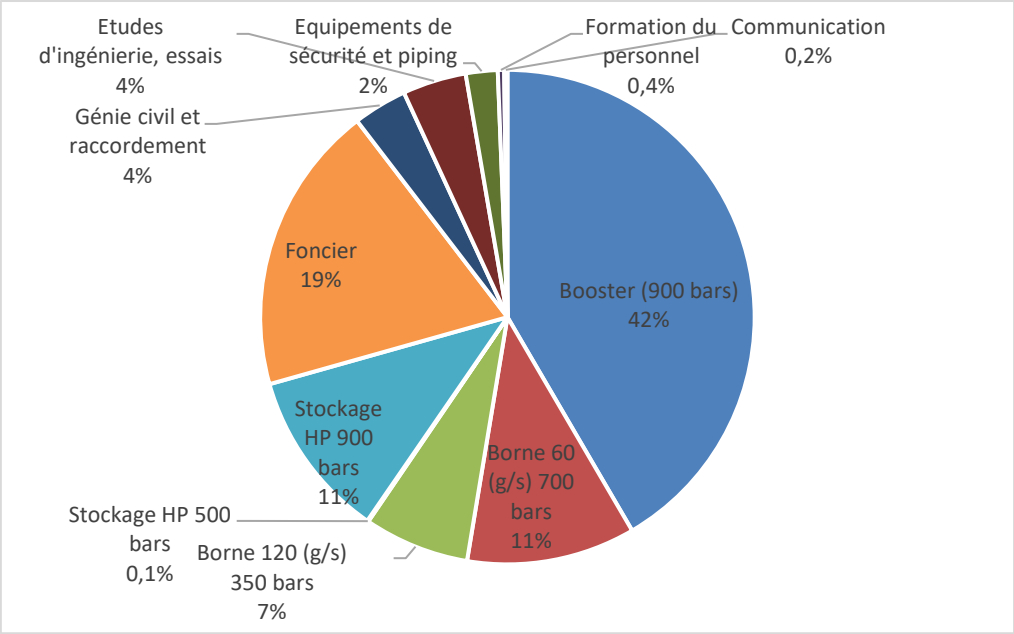


Figure 30 Répartition de l'investissement pour la composante hydrogène – scénario 2

<u>Structuration du coût de revient de l'hydrogène</u>

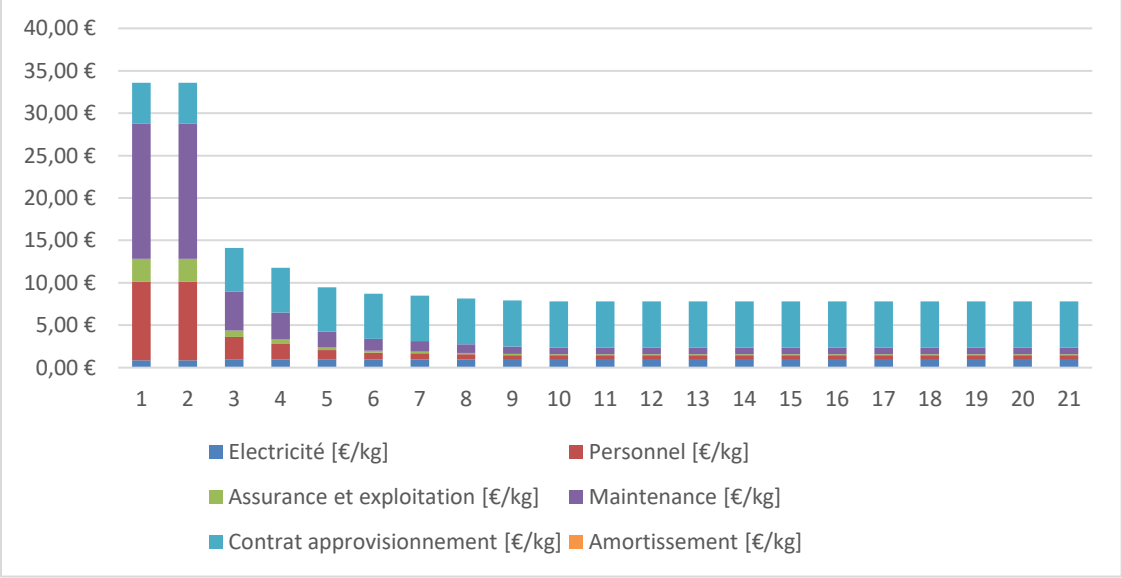


Figure 31 Structuration du coût de revient de l'hydrogène - scénario 2

Dans ce second scénario, le principal poste de dépense est lié à l'achat de la molécule d'hydrogène. Les autres postes (maintenance et personnel) sont rapidement réduit à partir de la 3ème année, lorsque la distribution d'hydrogène croît.

Flux de trésorerie

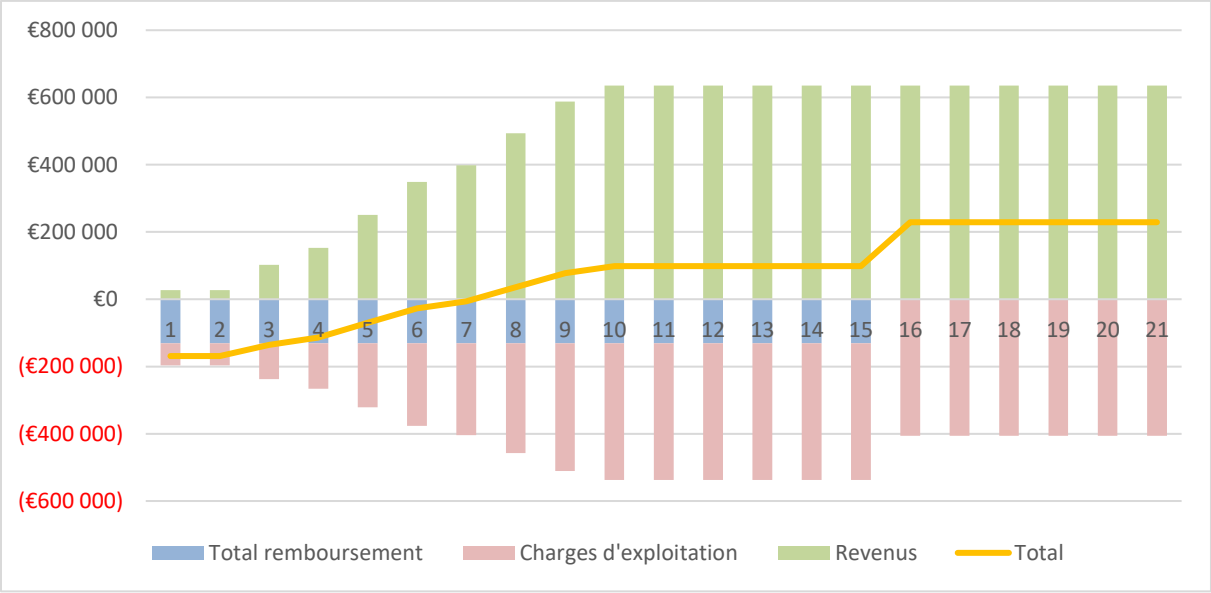


Figure 32 Flux de trésorerie de la composante hydrogène - scénario 2

Tout comme dans le premier scénario, les flux de trésorerie s'équilibre à partir de la 7ème année.

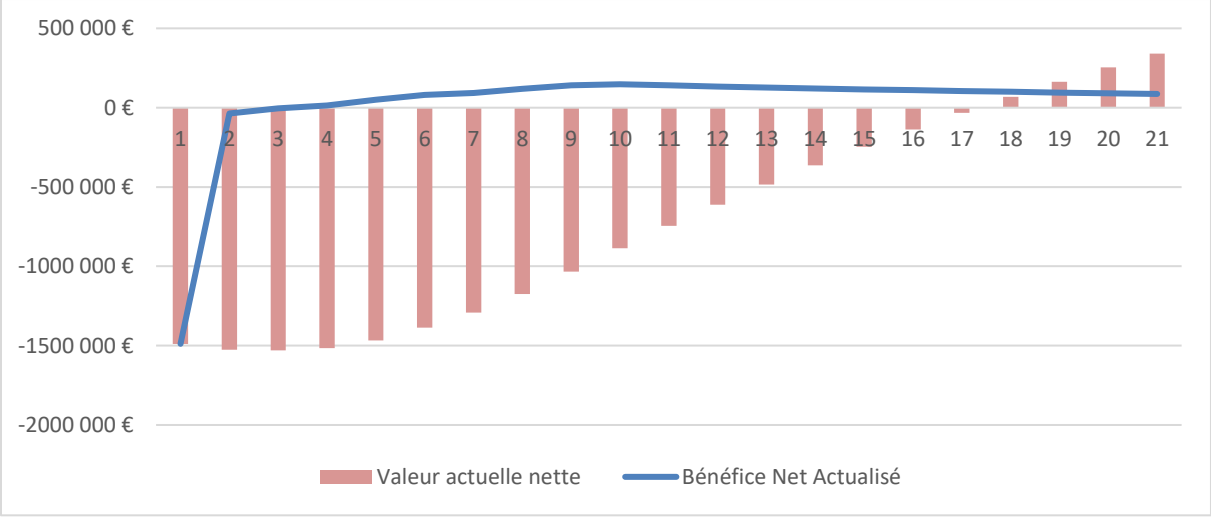


Figure 33 Valeur actuelle nette (VAN) et Bénéfice net actualisé

En analysant la VAN, on s'aperçoit qu'à partir de la 17ème année le projet devient rentable pour un prix de vente de l'hydrogène fixé à 12,67€HTVA/kgH2. Bien que la rentabilité soit atteinte sur une période identique au scénario 1, ce second scénario est bien plus réaliste. Le coût de revient de l'hydrogène est inférieur à celui du scénario précédent (environ -6€/kgH2) ce qui autorise un prix de vente inférieur (voir tableau ci-dessous).

Années	10 ans	15 ans	20 ans
LCOH Distribution	**21,5 €**	**16,5 €**	**14,8 €**

Ici, le prix de vente hors subvention de 12,67€/kgH2 est cohérent face aux projets en cours et limite l'investissement. Toutefois, le volume de distribution étant inférieur à 400 kgH2/jour et étant donné qu'il n'y a pas de production, il sera nécessaire de se rattacher à un autre projet pour pouvoir être éligible à une demande de subvention auprès de l'ADEME dans le cas où un nouvel AAP sortirait. Il serait alors intéressant de se rattacher au projet de Mont-Blanc Alp'hyne qui pourrait livrer une partie de son hydrogène ou auprès d'Hympulsion.

En conclusion, pour ce scénario 2, le prix de vente de l'hydrogène (12,67€/kgH2) pour assurer un TRI de 4% est plus cohérent et l'investissement est réduit ce qui en fait un scénario intéressant. Toutefois, pour pouvoir être éligible à des subventions, il sera nécessaire de se rattacher à un autre projet.

4.3.3. Synthèse du scénario 2

	GNC	H2
Nombre total de véhicules	25 PL, 30 cars, 2 VUL	11 PL, 11 VL/VUL, 4 BOM
Impact environnemental (GES évités) *si 50% de bioGNC & H2 bas carbone*	830 tCO_2	625 tCO_2 (hors livraison H2)
Emission de NOx	Entre -40 et -65% selon les régimes de conduite par rapport au gazole (EURO 6)	0
Emission de particules fines	-95%	0
Investissement station	1,6 M€ (hors surcoût de raccordement)	1,45 M€
Coûts d'exploitation H2 : location de la station 2 ans, électricité, maintenance & exploitation, assurance GNC : fourniture gaz (incluant achat de GO pour bioGNC 50%), électricité, maintenance	720 k€ à terme	406 k€/an à terme

Coût unitaire du carburant à la pompe	1,64 €HTVA/kg[24] (50% bioGNC)	12,67 €HTVA/kgH2
TRI projet à 15 ans (hors intérêt et impôts, foncier inclus)	10%	4%
TRB (hors intérêt et impôts, foncier inclus)	7 ans	17 ans

Remarques :

- La station multi-énergies permet la mutualisation d'une partie des coûts entre GNV et H2 (raccordement électrique, poste de transformation, foncier, optimisation du prix de l'électricité en raison des volumes plus importants).
- La localisation sur l'aire de régulation engendre une complexité liée à la gestion (possession & exploitation par des entités différentes à priori) ainsi qu'une étude de terrain à réaliser par GRDF pour évaluer le coût de raccordement.
- La part du foncier dans l'investissement est importante : 16% du coût d'investissement dans le projet GNC.

Recommandations :
GNC : si la localisation est retenue, lancer **dès que possible l'étude de faisabilité** et de chiffrage des travaux raccordement auprès de GRDF

H2 : cette configuration permettrait le déploiement d'une station de distribution sur le territoire. Elle ne pourrait être éligible à des subventions ADEME en l'état, sauf si la station est rattachée à un projet de production > 1MW (à confirmer lors du prochain AAP ADEME).

4.4. Scénario 3 – Une station GNC exclusive

4.4.1. Dimensionnement GNC

Volume de gaz distribué

Dans ce scénario, les véhicules à avitailler sont les mêmes que ceux envisagés pour les scénarii 1 et 2. Ainsi, l'évolution du nombre de véhicules et de la quantité totale de GNC distribuée reste inchangée. Elle est rappelée ci-dessous.

[24] A comparer avec *le prix unitaire du GNC avant la crise : 0,69 €HTVA/kg (prix moyen 2020) et le prix depuis la crise : 2,05 €HTVA (prix avril 2022) – source Comité National Routier*

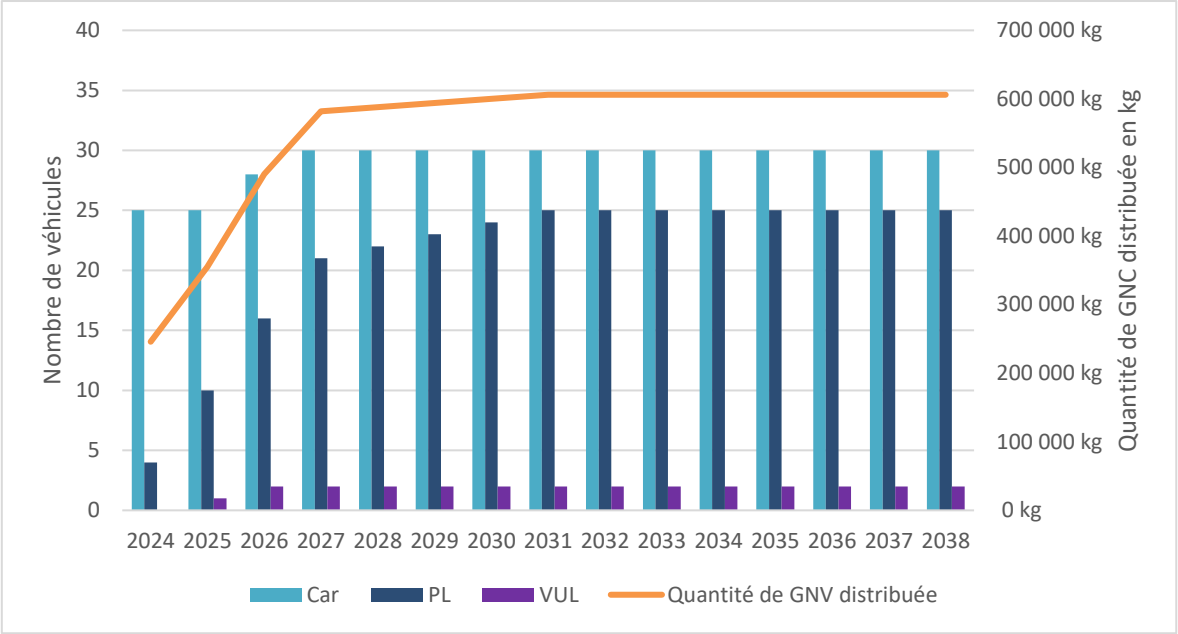


Figure 34 Evolution du nombre de véhicules par type et de la quantité totale de GNC distribuée

Ainsi, à terme la station doit pouvoir avitailler 57 véhicules par jour, représentant **606 tonnes** à l'année.

Raccordement au réseau de gaz :

Le réseau de gaz sur Sallanches est opéré par RGES (Régie Gaz Electricité Sallanches). Celle-ci a indiqué que le raccordement était envisageable sur la parcelle envisagée. Toutefois, une étude terrain/travaux sera à réaliser compte tenu de l'extension nécessaire du réseau incluant notamment la traversée d'une voie ferrée afin d'évaluer le coût du raccordement et de confirmer la faisabilité.

Dimensionnement des compresseurs :

Pour ce scénario, un débit minimal de compression de 800 Nm^3/h avec 80 bouteilles de stockage de 80 L à 250 bars sont nécessaires pour ravitailler tous les véhicules convenablement.

Il est proposé ici de mettre en place deux compresseurs de taille équivalente (selon les débits proposés par les compressoristes) avec un débit minimal total de 800 Nm^3/h. L'intérêt d'avoir deux compresseurs est de pouvoir continuer à avitailler des véhicules (à vitesse de remplissage réduite) en cas de panne ou de maintenance de l'autre compresseur.

Investissement :

Pour cette station, on arrive alors à un investissement total, en 2024, de **1 740 k€HT.** La répartition de l'investissement est détaillée dans le graphique ci-dessous.

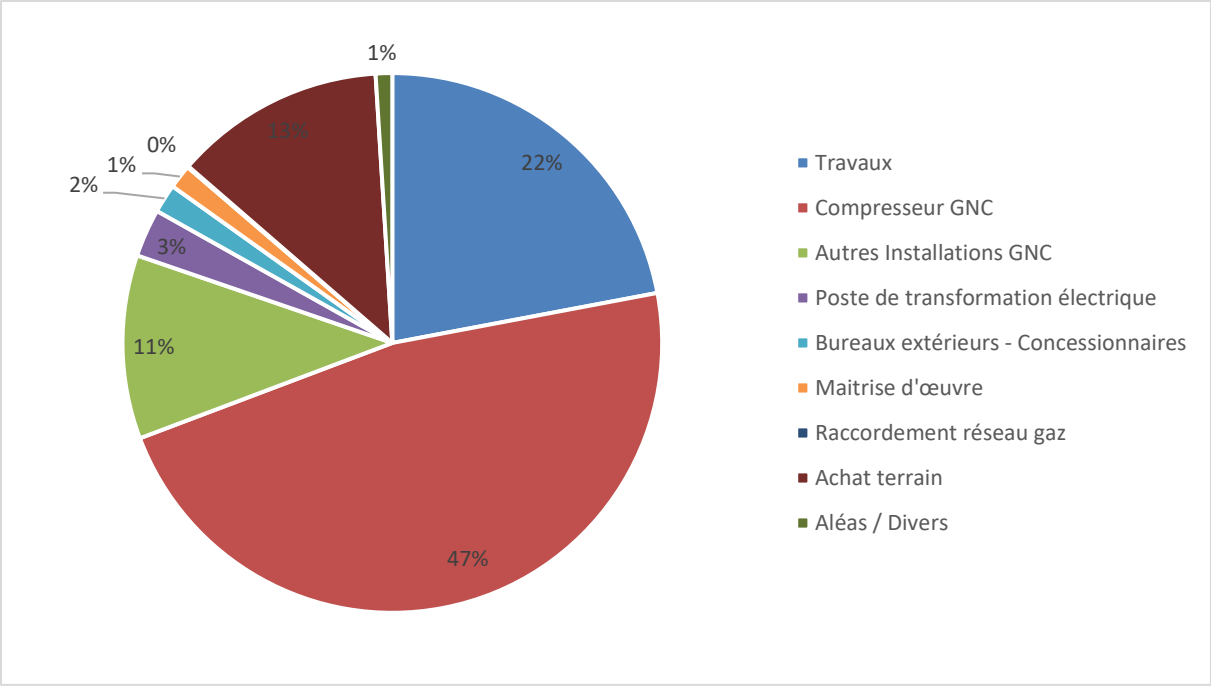


Figure 35 Investissements nécessaires - scénario 3

On remarque que les plus gros postes d'investissement sont dus aux compresseurs GNC et aux travaux de génie civil, terrassement et VRD (Voirie et Réseau Divers). Le tarif du compresseur plus important que dans le scénario sur Passy s'explique par la pression du réseau moins important sur Sallanches que sur Passy. Cela implique d'investir dans des compresseurs plus puissants et donc plus chers. Cela explique en partie pourquoi ce scénario est plus coûteux que les deux scénarii précédents.

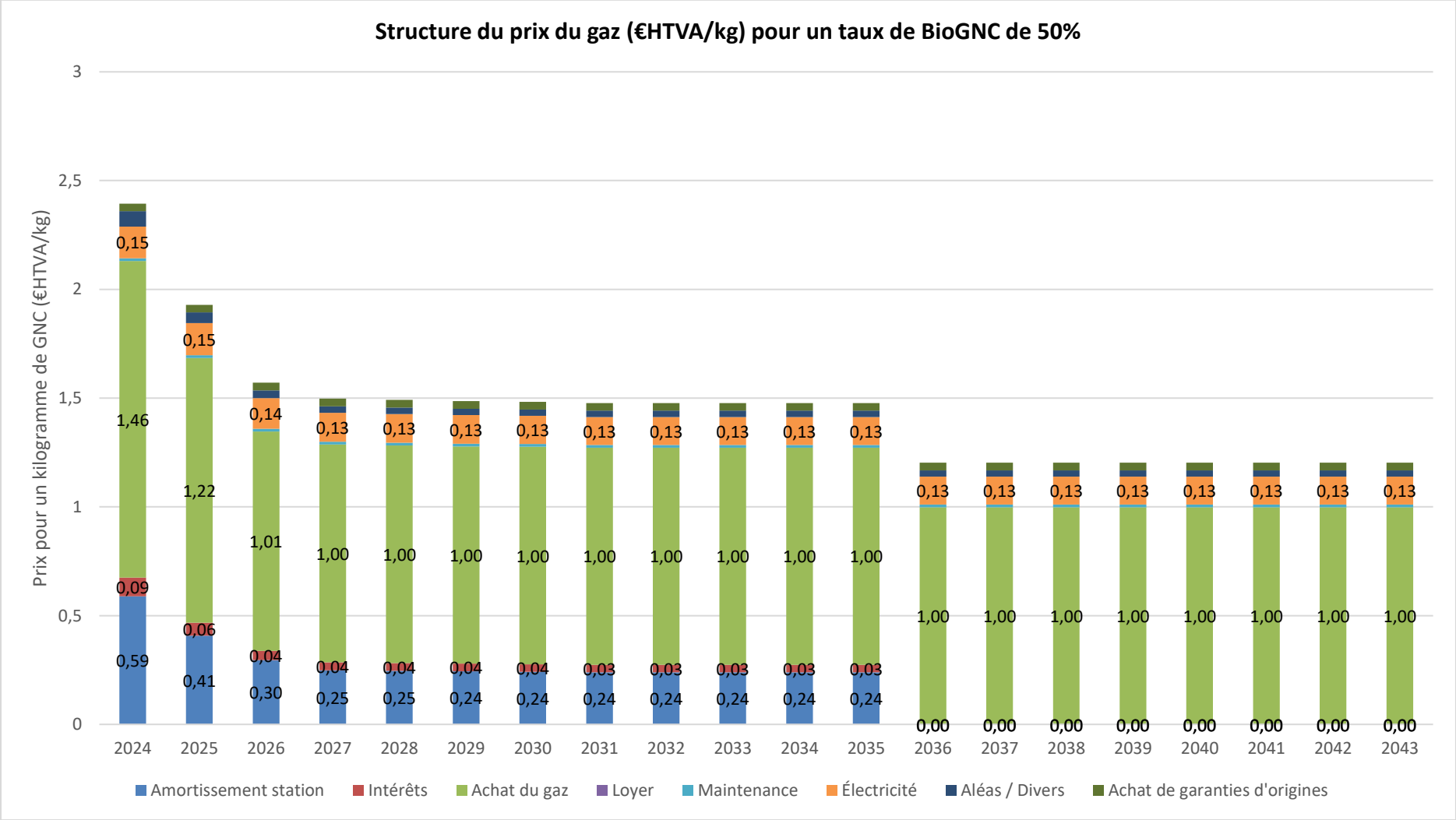
Par ailleurs, comme il n'y a pas d'autres énergies distribuées sur ce scénario, 100% des coûts du génie civil et du raccordement électrique sont pris en compte contrairement aux scénarii précédents sur Passy où ils étaient mutualisés avec l'activité hydrogène.

Prix de vente du GNV :

Pour obtenir un TRI de l'ordre de 10% pour ce projet de station, le prix de vente du GNV est fixé comme suit pour ce projet :

0% bioGNV	50% bioGNV	100% bioGNV
1,65 €HTVA / kg	**1,69 €HTVA / kg**	**1,73 €HTVA / kg**

Analyse du prix de revient du GNC :

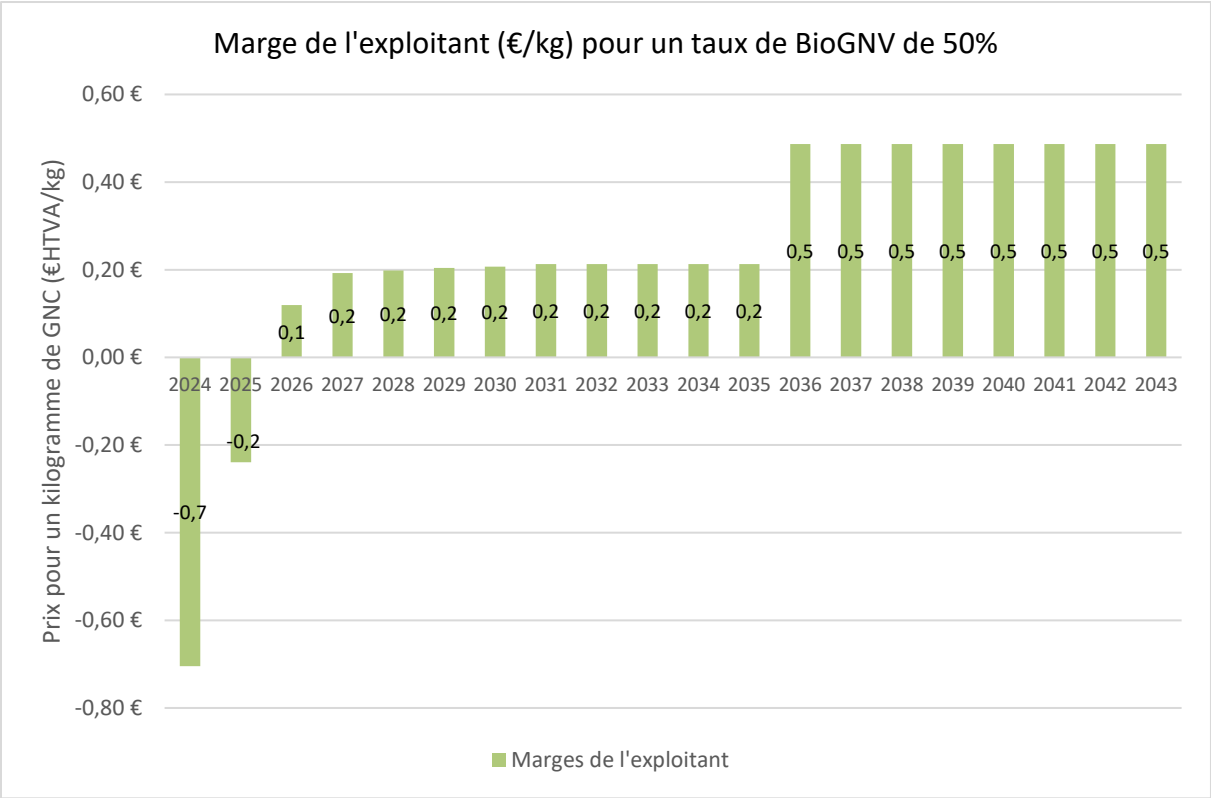

Structure du prix du gaz (€HTVA/kg) pour un taux de BioGNC de 50%
Prix pour un kilogramme de GNC (€HTVA/kg)
3
2,5
2
1,5
1
0,5
0
2024 2025 2026 2027 2028 2029 2030 2031 2032 2033 2034 2035 2036 2037 2038 2039 2040 2041 2042 2043
0,59 0,09 1,46 0,15
0,41 0,06 1,22 0,15
0,30 0,04 1,01 0,14
0,25 0,04 1,00 0,13
0,25 0,04 1,00 0,13
0,24 0,04 1,00 0,13
0,24 0,04 1,00 0,13
0,24 0,03 1,00 0,13
0,24 0,03 1,00 0,13
0,24 0,03 1,00 0,13
0,24 0,03 1,00 0,13
0,24 0,03 1,00 0,13
0,00 1,00 0,13
0,00 1,00 0,13
0,00 1,00 0,13
0,00 1,00 0,13
0,00 1,00 0,13
0,00 1,00 0,13
0,00 1,00 0,13
0,00 1,00 0,13
Amortissement station
Intérêts
Achat du gaz
Loyer
Maintenance
Électricité
Aléas / Divers
Achat de garanties d'origines

Ainsi, il est constaté que dans ce scénario, les deux premières années, le prix de revient du gaz est supérieur à son prix de vente (1,69€HTVA/kg pour 50% de bioGNC) et donc aucune marge n'est réalisée, des pertes sont mêmes existantes. Ce coût élevé s'explique par l'amortissement de la station qui est pris en compte dès la première année malgré une quantité de gaz vendu non optimale. Jusqu'en 2035 (fin de la période d'amortissement), cette part de l'amortissement représente 25% de la structure du prix de revient du gaz la première année pour ensuite diminuer progressivement jusqu'en 2035 où elle ne représente plus que 16% de la structure du coût.

Enfin, la part la plus importante dans le prix de revient du gaz est liée à l'achat du gaz par le gestionnaire de la station. On constate que ce prix d'achat est très important en 2024 puis redescend progressivement en 2025 et 2026 conformément aux données futures du prix de marché prises en compte. Selon les années, l'achat du gaz représente entre 61% et 67% du prix de revient. Ces données sur le prix d'achat du gaz sont à prendre avec précautions en fonction de l'évolution du coût de la molécule de gaz naturel et devront être mis à jour au moment du lancement définitif de projet de station.

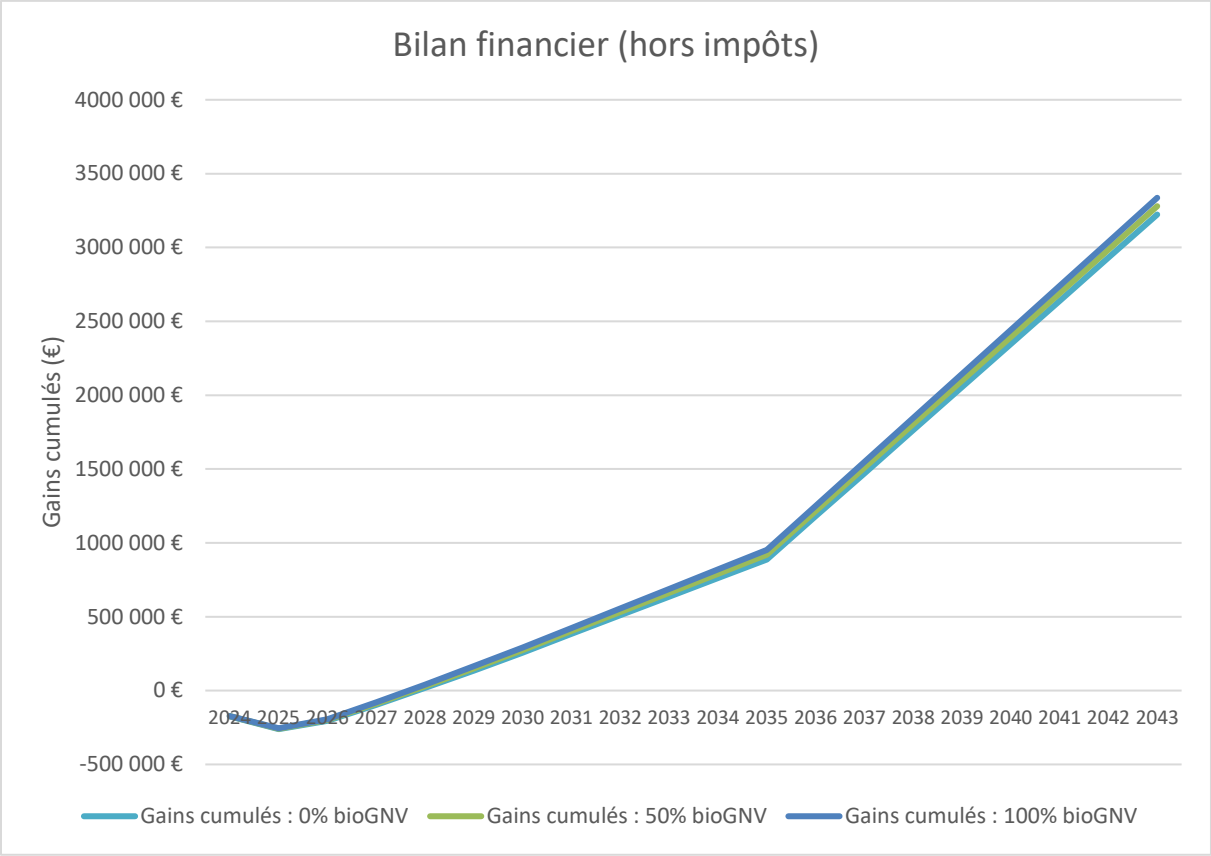
<u>Marge et bilan financier :</u>

Les charges de la station, ainsi que le prix moyen de vente du GNC permettent d'obtenir les marges réalisables par le gestionnaire de la station selon les années.



Comme expliqué précédemment, le coût de revient du gaz les premières années est très élevé. Cependant, le gestionnaire de la station ne pourra pas appliquer ce prix de vente du gaz à ses clients sous peine de ne pas intéresser les transporteurs à venir s'avitailler au sein de cette station. On observe donc que jusqu'en 2025 les marges de l'exploitant sont négatives.

Cette marge unitaire permet d'en déduire le bilan financier de la station, hors impôts. Trois bilans financiers ont été établis en fonction de la quantité de bioGNC vendu : 0% de bioGNC, 50% de bioGNC et 100% de bioGNC. On observe alors que plus la part de bioGNC est élevée, plus la rentabilité est élevée, car une marge supplémentaire est prélevée lors de la vente de bioGNC. Toutefois, la tendance actuelle chez les exploitants de station, est de prendre une marge très faible sur le GNC (de l'ordre 0,01€HTVA de marge). Ainsi, l'impact de la part de bioGNC sur le bilan financier est très faible.



En conclusion, pour ce scénario 3, avec un prix unitaire fixé à 1,69 €HTVA / kg, le **bilan financier** pour 50% de bioGNC devient **positif en 2028**. Le temps de retour est de 6,9 ans (TRI 10%).

4.4.2. Synthèse du scénario 3

	GNC
Nombre total de véhicules	25 PL, 30 cars, 2 VUL
Impact environnemental (GES évités) si 50% de bioGNC	830 tCO_2
Emission de NOx	Entre -40 et -65% selon les régimes de conduite par rapport au gazole (EURO 6)
Emission de particules fines	-95%

Coûts d'exploitation (GNC : fourniture gaz (incluant achat de GO pour bioGNV 50%), électricité, maintenance)	720 k€ à terme
Coût unitaire du carburant à la pompe	1,69 €HTVA/kg[25] (50% bioGNC)
TRI projet à 15 ans (hors intérêt et impôts, foncier inclus)	10%
TRB (hors intérêt et impôts, foncier inclus)	7 ans

Remarques :

- **Investissement supérieur (9%)** au scénario de Passy en raison de :
  - La pression du gaz distribué moins importante, nécessité d'investir dans des compresseurs plus puissants
  - Absence de mutualisation des coûts avec une autre station (raccordement électrique, transformateur, génie civil,…)
- **La part du foncier dans l'investissement est importante : 13% du coût d'investissement**

Recommandations :

- Valider avec l'entreprise **Borini** leur volonté de s'avitailler (avec les consommations indiquées lors de l'entretien) si la station est située au Nord de Sallanches. En effet, ils ont indiqué lors des entretiens que la station devait être située à 7km maximum de leurs dépôts. Or la station actuelle est située à 9,5 km de leur dépôt le plus proche.

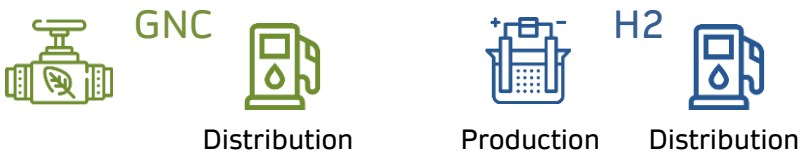
- Si la localisation est retenue, lancer **dès que possible** l'étude de faisabilité pour le **raccordement auprès de RGES** pour évaluer le coût de ce raccordement et les délais des travaux.

[25] A comparer avec *le prix unitaire du GNC avant la crise : 0,69 €HTVA/kg (prix moyen 2020) et le prix depuis la crise : 2,05 €HTVA (prix avril 2022) – source Comité National Routier*

4.5. Synthèse des scénarii

Rappel des scénarii :

- Scénario 1 : Station multi-énergies GNC & H2 sur l'aire de régulation de Passy (scénario volontaire)

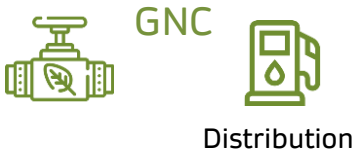


Ici, la station multi-énergies est composé d'un raccordement au réseau de gaz avec une distribution ainsi qu'une production & distribution d'hydrogène.

- Scénario 2 : Station multi-énergies sur l'aire de régulation de Passy avec une composante hydrogène réduite (scénario prudent)

Dans ce second scénario, la brique GNV ne diffère pas. Seule la composante hydrogène évolue. Nous réduirons la distribution maximale conformément au scénario prudent et par conséquent nous proposons une livraison d'hydrogène sur site avec une distribution.

- Scénario 3 : Station GNC exclusive sur le site de Sallanches



Enfin, nous étudierons la mise en place d'une station GNV unique, sans composante hydrogène.

	Scénario 1 – Passy		Scénario 2 – Passy		Scénario 3 - Sallanches
	GNC	H2	GNC	H2	GNC
Investissement	1,6 M€	5M€	1,6 M€	1,45 M€	1,74 M€
Coût carburant	1,64€HT/kg (50% bioGNC)	22,72€HT/kgH2	1,64€HT/kg (50% bioGNC)	12,67 €HT/kgH2	1,69€HT/kg (50% bioGNC)
Réduction CO_2 si 50% de bioGNC & H2 bas carbone	830 t/an	1 500 t/an	830 t/an	625 t/an	830 t/an
Réduction Nox	Entre -40 et -65% selon les régimes de conduite par rapport au gazole (EURO 6)	0	Entre -40 et -65% selon les régimes de conduite par rapport au gazole (EURO 6)	0	Entre -40 et -65% selon les régimes de conduite par rapport au gazole (EURO 6)
Réduction particule fine	-95%	0	-95%	0	-95%
TRI	10%	4%	10%	4%	10%
Pertinence					

- Conclusion GNC :

Le raccordement au réseau de gaz est envisageable sur les 2 sites sans pour autant avoir de certitudes sur les coûts. C'est pourquoi il est nécessaire de valider rapidement la **faisabilité**, la **pression du réseau**, le **coût** ainsi que le **calendrier** du raccordement une fois l'un des 2 sites retenus.

- Le site de Passy semble plus favorable :
  - **Prix de vente du GNC inférieur** sur le site de Passy par rapport à Sallanches
  - Localisation Sallanches Nord : **incertitude sur l'avitaillement** des cars de BORINI qui indiquait une distance maximale de 7km.

Attention néanmoins aux consommations de BORINI, qui dans le cadre de l'entretien a conditionné ses consommations à la possibilité d'avoir un espace de vie pour ses chauffeurs et un parking pour une vingtaine de bus à proximité immédiate de la station (moyennant un co-investissement de sa part).

- Conclusion Hydrogène :

Une configuration comprenant la production et la distribution n'est rentable avec un coût de l'électricité à 220 €/MWh sans répercussion sur le prix à la pompe. Une solution locative permettrait de réduire le risque d'investissement et procéder à une phase d'amorçage moins engageante que la construction d'une station mais demande des charges d'exploitation plus importante (voir partie 6.2 en annexe). Une configuration assurant l'achat de la molécule et une distribution unique pourrait être plus intéressante mais nécessiterait de s'intégrer à un écosystème hydrogène plus large si le porteur de projet a pour souhait d'obtenir des subventions ADEME et demanderait un approvisionnement local en hydrogène bas carbone.

4.6. Modalités de portage

Dans le cadre de l'implantation d'un projet de station sur son territoire, une collectivité peut s'impliquer avec un degré d'investissement variable dans le projet, en choisissant ou non le financement et la gestion long terme du projet.

4.6.1. Projet sans implication de la collectivité dans le financement et la gestion du projet

Il est possible pour une collectivité de lancer un appel à manifestation d'intérêt ou un appel d'offre pour qu'un investisseur privé vienne implanter et exploiter une station sur une parcelle de son territoire qui lui appartient. Dans ce cas, son implication se limite à l'accompagnement du projet en amont via une étude de potentiel (c'est le cas de la présente étude) et en choisissant le futur exploitant. Une fois le projet lancé, la collectivité n'est alors pas impliquée dans la gestion de l'activité de la station.

Ce mode d'intervention a l'avantage d'être plus rapide à mettre en œuvre car il s'affranchit de l'étape souvent longue de structuration de l'implication de la collectivité (montage d'une société de projet par exemple). Il permet de mieux maitriser le planning d'ouverture de la station pour les transporteurs intéressés. Il a également l'avantage de ne pas exiger d'investissement monétaire de la part des collectivités qui n'en auraient pas les moyens.

4.6.2. Projet avec implication de la collectivité en gestion directe ou indirecte

Il est également possible pour une collectivité de prendre part dans la gestion long terme d'un projet de station GNC. Elle se constitue alors « autorité organisatrice » de la station.

Il existe ainsi deux types de gestion possible :

- Une gestion directe dans laquelle l'autorité organisatrice gère toute la station,
- Une gestion indirecte où l'autorité organisatrice a un contrat de concession avec un concessionnaire qui s'occupe de gérer la station ; la société organisatrice est une société de projet dont les actionnaires peuvent être la SEM, un ensemblier, un ou des transporteurs…

Les schémas ci-dessous présentent ces deux types de gestion.

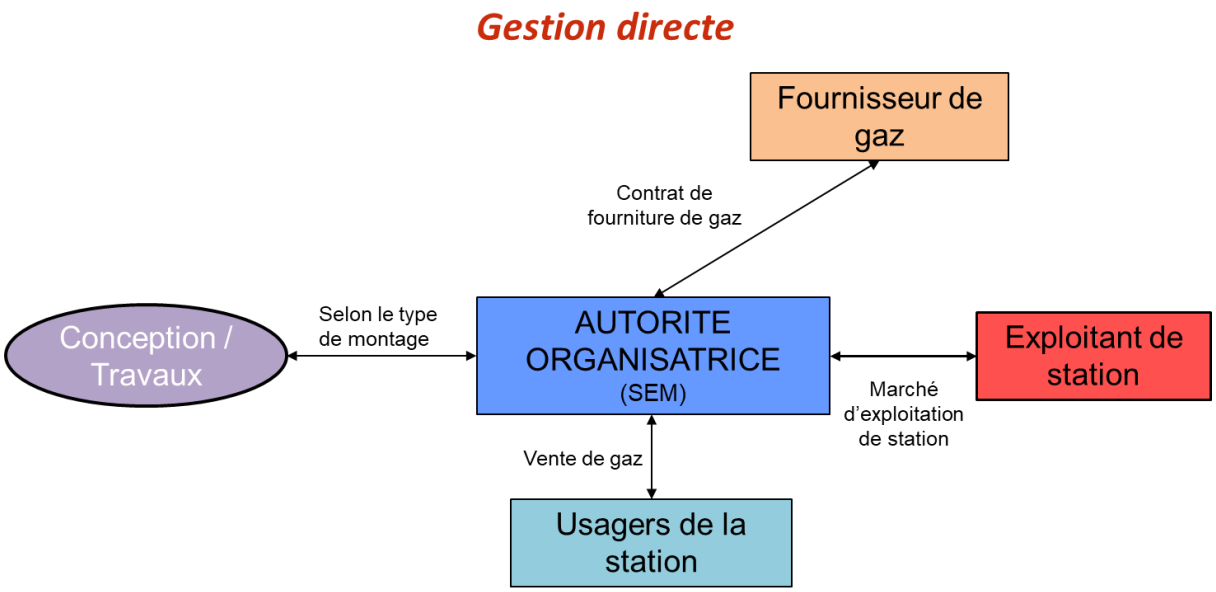


Figure 36 : Type gestion directe

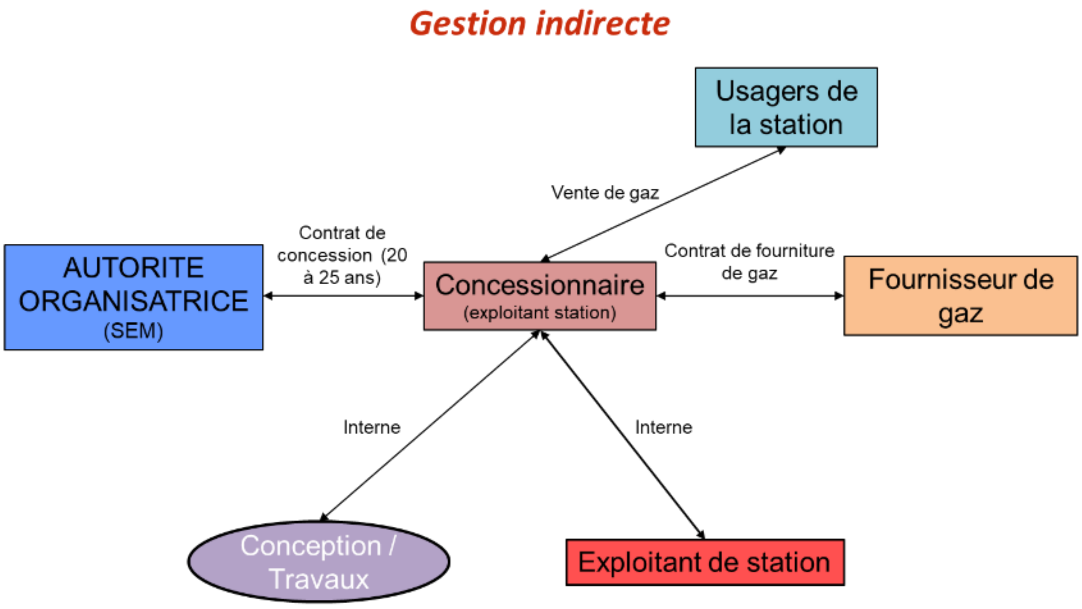


Figure 37 : Type de gestion indirecte

Pour ces deux types de gestion, il existe plusieurs types de montage selon la manière dont est réalisée le financement, la conception de la station, la réalisation des travaux, l'exploitation technique ou la facturation. Il existe donc 5 types de montage : 3 en gestion directe et 2 en gestion indirecte. Le tableau ci-dessous détaille ces différents montages.

<table>
<tr><th>Type montage</th><th>Type de gestion</th><th>Financement</th><th>Conception</th><th>Travaux</th><th>Exploitation technique</th><th>Gestion facturation</th></tr>
<tr><td>Marché exploitation / maintenance</td><td rowspan="3">Gestion directe</td><td rowspan="4">SEM, SEMOP, SPL</td><td>Marché de conception géré par la SEM</td><td>Marché de travaux géré par la SEM</td><td>Exploitant</td><td rowspan="3">SEM</td></tr>
<tr><td>Marché conception / réalisation</td><td colspan="2">Constructeur</td><td>Exploitant</td></tr>
<tr><td>CREM</td><td colspan="3">Exploitant</td></tr>
<tr><td>Affermage</td><td rowspan="2">Gestion indirecte</td><td colspan="3">Exploitant</td><td>Exploitant en accord avec la SEM</td></tr>
<tr><td>Concession</td><td colspan="5">Exploitant</td></tr>
</table>

Tableau 1 : Type de montage possible

L'intervention en gestion directe ou indirecte nécessite une implication financière de la collectivité au capital. Cela peut se faire au côté des autres parties prenantes du projet (exploitant de station, transporteurs…).

L'avantage de ce mode de gestion réside en grande partie dans la maitrise partielle des éléments financiers du projet par la collectivité (le coût du carburant notamment). Par ailleurs, la décision d'investissement de ce projet n'est pas liée au seul critère de rentabilité, contrairement à un exploitant extérieur. En effet, si un TRI[26] minimal (10% pour le GNC par exemple) est généralement une condition pour qu'un exploitant privé vienne financer et exploiter un projet de station, une collectivité peut choisir de financer un projet ayant une rentabilité moindre. Enfin, les bénéfices résultant de l'activité constituent des revenus pour la collectivité qui peut alors les réinvestir dans d'autres projets de transition énergétique sur son territoire.

Recommandation : pour bénéficier de conseil pour les opportunités d'interventions dans ce type de projet, le groupement recommande de se rapprocher de la fédération des entreprises publiques locales (https://www.lesepl.fr/) qui accompagne les collectivités locales à retenir le mode de gestion adapté à leur projet.

[26] Taux de rentabilité interne : permet de mesurer le risque du projet : plus ce taux est élevé, moins le projet est risqué et inversement.

5. Conclusion et recommandations du groupement

- Conclusion - cadre « multi-énergies »

La composante **GNC** est **viable** aux vues des acteurs utilisant actuellement des véhicules GNC bien que le coût de ce dernier soit plus élevé actuellement qu'avant la crise.

Séparément, l'**hydrogène ne peut être rentable dans ce contexte**. Une distribution unique est envisageable mais le porteur de projet devra se rattacher à un autre projet de production pour pouvoir être éligible à une demande de subvention auprès de l'ADEME qui a une approche « Ecosystème » impliquant d'avoir une production ainsi que des consommateurs. Le prochain appel à projet de l'ADEME devrait sortir fin 2022 et les seuils seront probablement revus à la hausse.

- Recommandations

Cette étude a permis d'identifier le **faible potentiel hydrogène** sur les **flottes locales** à court terme. Dans le cadre de la SUERA[27], un groupe **d'acteurs internationaux** est en train d'étudier la création d'un écosystème en **région alpine** : Autriche, France (Région AURA, Région BFC), Allemagne, Italie. C'est ici l'opportunité d'intégrer la CCPMB dans une dynamique de plus grande ampleur avec des donneurs d'ordres pouvant imposer la circulation de poids lourds H2 sur la Vallée de l'Arve. Du fait du **faible potentiel** hydrogène en **flotte captive**, nous recommandons à la **CCPMB** d'échanger avec les acteurs de la **Vallée de l'Arve** souhaitant initier des projets sur le territoire pour se **synchroniser** et créer un écosystème hydrogène solide de plus **grande envergure** (cf Mont-Blanc Alp'hyne d'ATMB & AMI de la CCVCMB) venant s'incorporer dans ces projets de **corridors transfrontaliers**. Nous rappelons également que Hydrospider (acteur Suisse) serait intéressé pour intégrer le projet (à confirmer) mais rentrerait en concurrence directe avec Hympulsion.

Pour le passage à l'échelle de la filière hydrogène, il est crucial de **mutualiser** les projets pour réduire les coûts. Pour qu'un projet hydrogène soit rentable avec le coût de l'énergie actuel (220€/MWh) tout en permettant d'avoir un prix à la pompe compétitif, il faut pouvoir **amortir un maximum le coût des infrastructures**. Il faudra alors privilégier des unités de production bénéficiant d'un coût de l'électricité compétitif et produire en quantité importante pour optimiser le fonctionnement de l'installation (modèle Hympulsion par exemple). De la même manière, plus la station de distribution sera entièrement exploitée (c'est-à-dire 8 000h de production par an à puissance nominale), plus les indicateurs économiques seront bons. Il est pour cela nécessaire de convertir un maximum d'usagers à court terme mais il faut garder à l'esprit que la **filière hydrogène** est **naissante** et en **pleine structuration**. Les usages devraient s'intensifier dans les années à venir et doivent par conséquent **se préparer dès aujourd'hui**.

Les écosystèmes de montagne sont de plus en plus concernés par les enjeux environnementaux et s'impliquent de diverses manières dans la préservation de l'environnement. Le territoire Alpin se dynamise sur le sujet : un premier déploiement de **dameuse hydrogène** sera effectif fin d'année 2022

[27] Stratégie de l'Union Européenne pour la Région Alpine

avec l'Alpe d'Huez accompagné de **cars hydrogène**, le pôle de compétitivité TENERRDIS a organisé en juillet 2022 une Journée Hydrogène en Montagne pour mobiliser les acteurs et structurer le déploiement d'usages hydrogène.

Pour la solution **GNV**, il faut dans un premier temps, **valider** avec GRDF ou RGES **les coûts de raccordement** puis faire une **étude de faisabilité** se basant sur la présente étude. Cette étude de faisabilité aura pour objectif de regarder la **rentabilité** d'un scénario uniquement **GNV** pour voir comment cela impact le **prix de vente**. Il sera ensuite nécessaire de **valider l'intérêt des acteurs** recensés avec un tel prix de vente. L'étude de faisabilité devra également **valider le potentiel**, notamment avec le souhait de l'entreprise Borini qui est un sujet assez impactant sur la rentabilité.

Enfin, la **collectivité** devra décider de **son implication** dans le projet et notamment dans le portage. Afin de garder une dynamique autour de ce projet multi-énergies, il est primordial de réaliser un travail de communication pour mobiliser les acteurs mais également un travail commercial pour verrouiller les futurs consommateurs de la station.

6. Annexes

6.1. Plan de renouvellement de véhicules GNC pour les scénarii 1, 2 et 3.

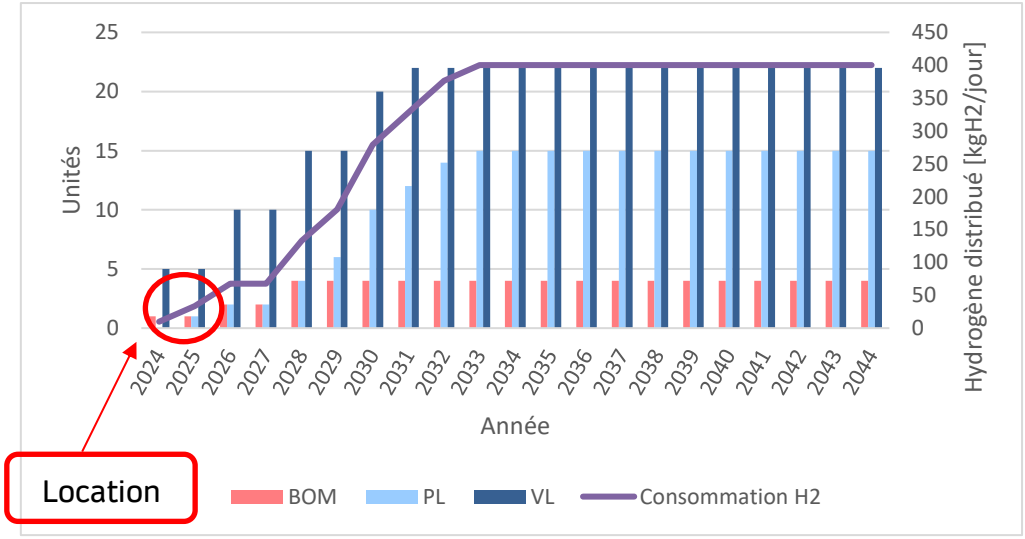
Transporteurs	Type de véhicules	Année de renouvellement	Nombre de véhicules
BORINI	Car	2024	25
HOPITAUX DU MONTBLANC	VUL	2025	1
HOPITAUX DU MONTBLANC	VUL	2026	1
CONTAMINES-MONTJOIE	Car	2026	3
CONTAMINES-MONTJOIE	Car	2027	2
BENEDETTI	PL	2025	2
BENEDETTI	PL	2026	2
BENEDETTI	PL	2027	2
MERMET	PL	2024	3
PRABEL	PL	2024	1
PRABEL	PL	2025	1
MEGEVAND	PL	2025	1
MEGEVAND	PL	2026	1
MEGEVAND	PL	2027	1
MABBOUX	PL	2025	1
MABBOUX	PL	2026	1
MABBOUX	PL	2027	1
MAIRIE DE PASSY	PL	2027	1
MAIRIE DE PASSY	PL	2028	1
MAIRIE DE PASSY	PL	2029	1
MAIRIE DE PASSY	PL	2030	1
MAIRIE DE PASSY	PL	2031	1
SAINT GERVAIS LES BAINS	PL	2026	1
VEHICULES DE PASSAGE	PL	2025	1
VEHICULES DE PASSAGE	PL	2026	1

6.2. Alternative pour la composante hydrogène – la solution locative

Le fournisseur ATAWEY propose à la location une station de distribution mobile permettant une phase d'amorçage sur un projet de déploiement.

Figure 38 Station mobile d'ATAWEY (source ATAWEY)

Cette solution est récente et nous n'avons pas de retour d'expérience. Toutefois, elle réduirait le risque d'investissement à court terme. Cette station ne peut pour le moment que distribuer à 350 bars (les véhicules en 700 bars peuvent s'avitailler mais ne pourront faire que des demi pleins). Les frais de location s'élèvent 20 k€ par mois auxquels doivent s'ajouter l'achat de la molécule, l'assurance ainsi que l'exploitation et la maintenance de niveau I&II. De plus, la quantité distribuée est d'environ 25 kgH2/jour.



Cette alternative n'est envisageable que sur du court terme (12 à 24 mois), au-delà, il est plus intéressant d'investir dans une infrastructure.

6.3. Trame des entretiens

CCPMB- Etude d'opportunité pour la création d'une station de recharge multi énergies pour véhicules GNV et hydrogène

Grille d'entretien

- Contact interrogé :
- Entreprise :
- Consultant conduisant l'entretien :
- Date :

- Eléments de contexte

- Les types de véhicule (si plusieurs types de véhicules, quelle quantité par type de véhicule)

- Avis sur les carburations alternatives ainsi que sur l'étude de la CCPMB

- Le nombre de véhicules à renouveler au GNV/H2/Electricité et les échéances (pour envisager la montée en puissance de la station)

- La consommation moyenne annuelle de carburant (en t de GNV par an s'ils connaissent déjà la quantité, sinon en L de gazole par an).
  S'ils ne connaissent pas cette donnée, leur demander le nombre de km effectués par an et la consommation unitaire des véhicules en L/100km.
  En dernier recours s'ils ne peuvent fournir les informations précédentes, le type de trajet effectué par les véhicules (trajet locaux, régionaux, nationaux, ...)

- Le détour maximal pour faire recharger les véhicules (km)

- L'emplacement pour la station de recharge